



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

## “EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO  
PETROLERO

PRESENTAN:

CAMACHO BRIONES CHRISTIAN GIOVANNI

CÁMARA MENDOZA JOSÉ ROBERTO



DIRECTOR:

M. I. CARLOS ALBERTO AVENDAÑO SALAZAR

Ciudad Universitaria, México, D. F. 2014





FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN  
CIENCIAS DE LA TIERRA  
OFICIO/FING/DICT/861/2014

SR. CHRISTIAN GIOVANNI CAMACHO BRIONES  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación; **POR TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por el **Ing. Carlos A. Avendaño Salazar**, en calidad de **Director de Tesis**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS

- I INTRODUCCIÓN
- II CONCEPTOS GENERALES - PROPIEDADES Y COMPORTAMIENTO DE LOS HIDROCARBUROS
- III RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO Y EN EL MUNDO
- IV MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS
- V SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PARA CRUDOS PESADOS
- VI TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS
- VII EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS
- VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- IX REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

PRESIDENTE: ING. HÉCTOR R. CASTREJÓN PINEDA  
VOCAL: ING. CARLOS A. AVENDAÑO SALAZAR  
SECRETARIO: DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO  
1ER. SUPLENTE: M.I. TOMÁS E. PÉREZ GARCÍA  
2DO. SUPLENTE: ING. HÉCTOR E. GALLARDO FERRERA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
CD. Universitaria, D. F. a 21 de Agosto de 2014  
El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

  
DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp Coordinador de la Carrera  
ccp Interesado





FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN  
CIENCIAS DE LA TIERRA  
OFICIO/FING/DICT/860/2014

SR. JOSÉ ROBERTO CÁMARA MENDOZA  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **POR TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por el Ing. **Carlos A. Avendaño Salazar**, en calidad de **Director de Tesis**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS

- I INTRODUCCIÓN
- II CONCEPTOS GENERALES - PROPIEDADES Y COMPORTAMIENTO DE LOS HIDROCARBUROS
- III RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO Y EN EL MUNDO
- IV MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS
- V SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PARA CRUDOS PESADOS
- VI TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS
- VII EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS
- VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- IX REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS


Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente


PRESIDENTE: ING. HÉCTOR R. CASTREJÓN PINEDA  
VOCAL: ING. CARLOS A. AVENDAÑO SALAZAR  
SECRETARIO: DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO  
1ER. SUPLENTE: M.I. TOMÁS E. PÉREZ GARCÍA  
2DO. SUPLENTE: ING. HÉCTOR E. GALLARDO FERRERA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
CD. Universitaria, D. F. a 21 de Agosto de 2014  
El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

  
DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp Coordinador de la Carrera  
ccp Interesado 



## AGRADECIMIENTOS:

A mis padres

A mi mamá, Guadalupe Briones Conde por darme la vida, porque gracias a sus consejos y regaños estoy escribiendo esto, porque siempre estuvo y seguirá estando ahí cuando más la necesito, porque sin ella no sería quien soy, gracias por ser una maravillosa persona y amarme como solo una madre lo puede hacer y darme más que eso, y que a pesar de mis errores nunca me dejaste solo, porque gracias a ti logre conocer y hacer muchas cosas, que a mi edad y sin tu apoyo nunca lo hubiera logrado. Eres la mamá más mala del mundo y te amo por eso.

A mi papá, Pablo Camacho Resendiz quien es la persona que más admiro, quien me ha enseñado todo lo que sé, porque gracias a él pude terminar una carrera, conocer mil lugares, porque siempre me ha apoyado, quien mediante platicas me ha enseñado lo que la vida le enseñó y con toda esa sabiduría es como me rijo día con día, porque no pude tener un mejor papá, que lo da todo sin pedir nada a cambio, eres admirable y siempre estaré para cuando me necesites. Yo soy tu sangre mi viejo.

A mis hermanos

Al borrega de mi hermano, Pablo Camacho Briones por considerarme un ejemplo a seguir, lo cual me enorgullece y me hace ser mejor cada día para él, por tantos momentos de alegría juntos (como LOL), porque nunca puedo estar enojado con él y trato de taparlo en lo mas que se pueda, porque es un gran ser humano pero aun no logra encontrar el camino correcto, pero arriba están dos grandes padres que lo guiaran hasta lograrlo, porque simplemente eres mi hermano y siempre estaré para apoyarte y darte la mano sin importar nada en absoluto.

A mi hermana la señora, Vianka Camacho Briones por estar ahí cuando la necesito, aunque no nos vemos muy seguido, eres muy importante para mí

por el simple hecho de ser mi hermana, por todas esas peleas que ahora al recordarlas, me dan más risa en vez de enojo, porque sé que pase lo que pase siempre estaremos el uno para el otro sin importar nada, gracias por ser mi hermana la coneja.

A mi novia la borrega más hermosa, Gabriela Mejia quien llevo a cambiar mi vida, quien ha sido parte de la culminación de mi vida profesional, al igual que de la realización de esta tesis, quien ahora es parte de mi vida y de mi mundo, por ser una de las personas más importantes en mi vida, por apoyarme cuando más la necesito, por compartir tantas cosas juntos y empezar a tener proyectos que nos llenan a los dos, porque siempre quiero estar contigo y te amo infinitamente. Siempre uno más que tu.

A mi familia, tío Jorge (gordo), tía Olga (turbina), tío Rigo, tía Rocio, abuelitos, primos (Luis, Jorge, Lalin, Naty y Mariel) por que no pude tener una familia más unida y maravillosa, porque somos la familia muégano, lo cual amo demasiado porque buscamos cualquier pretexto para estar juntos, porque tengo los mejores abuelitos del mundo, mis segundos padres, porque somos el comienzo de una gran familia de profesionistas, gracias por estar ahí cuando los necesito.

A mis amigos de la prepa, (Angie, Arturin, Zaigra, Mariel, Baluch, Ale, Liz, Mojo, Isra, Nalle, Fer) gracias por ser parte de la familia que nos toca escoger y por tantos momentos tan importantes y los que nos faltan por compartir.

A mis amigos de la universidad (Camara, Obes, Toñin, Miguel, Monis, Inchi Neglo, Beno el bodoque, Walle, Mickey, Abraham, Angel, Rafita) que fueron parte de mi formación profesional y de grandes viajes e inolvidables momentos y lo seguirán siendo.

Christian Camacho Briones



A mis padres Roberto Cámara Sánchez, Linda Mendoza Gracián, y mi hermano Luis Arturo Cámara Mendoza, por el amor, cariño, tolerancia, tiempo, por estar a mi lado en todo momento, por creer en mi, porque me han dado todo lo que he necesitado, por querernos tanto. Este triunfo también le pertenece a ustedes.

A dos ángeles que cruzaron un breve tiempo por mi camino que me enseñaron a ser fuertes durante momentos difíciles y que ahora estoy seguro siguen mis pasos desde el cielo, Karen Mattar Serrano y Vicente Romero Vera.

A mis amigos, tanto los que conocí antes de entrar a la Facultad, como los que conocí dentro de ella, por todos los momentos que he pasado con ellos, los buenos y malos, felices y tristes, de risas y de llanto. Espero seguir contando con todos y cada uno de ustedes.

A una persona que en tan poco tiempo se ha vuelto tan especial, Carla Renata Rosas Moreno, gracias por el apoyo que me ha brindado en momentos tan difíciles, todo pasa por algo y lo que no pasa, también es por algo.

A mi director de Tesis, el M. I. Carlos Alberto Avendaño Salazar por el tiempo invertido, por las enseñanzas y los consejos que nos brindó para realizar un trabajo con mayor calidad.

A mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme dado la oportunidad de ser parte de la máxima casa de estudios y principalmente a la Facultad de Ingeniería, por los conocimientos, los valores, las experiencias adquiridas a lo largo de la carrera.

José Roberto Cámara Mendoza



## RESUMEN

El aceite pesado, extrapesado y los recursos de shale oil presentan una oportunidad estratégica en reservas. Para llevar a cabo la producción del aceite pesado es necesaria, en promedio, el doble de capital de inversión y de energía intensiva que la producción de aceites convencionales. Esto se debe a su baja movilidad, aunado a la presencia de componentes como son asfáltenos, metales pesados y sulfuros, haciendo más complicada su producción, transporte, así como su refinación.

El movimiento del aceite pesado es complicado debido a su alta viscosidad. Por lo tanto, sin un aumento de la movilidad del aceite, el transporte por tubería es muy complicado. Esto es, debido a la cantidad de energía requerida para vencer las caídas de presión en la tubería, consecuencia de la fricción con las paredes de la misma.

Para reducir las caídas de presión y abatir los costos del transporte, se han propuesto varios métodos para mejorar las propiedades del aceite pesado a través de la tubería.

En este trabajo se revisan los diferentes métodos de transporte de aceite pesado por tubería, se realiza un análisis de cada uno de estos, mencionando su principio de funcionamiento, sus ventajas, desventajas, condiciones favorables y problemas asociados a su uso en la industria petrolera; con el propósito de facilitar la elección del método más óptimo a implementar de acuerdo a las condiciones de estudio; así como para que su revisión sirva de guía para la mejora y desarrollo de nuevas tecnologías.



## ABSTRACT

The heavy crude oil, extra-heavy crude oil and shale oil resources present a strategic opportunity in reserves. Heavy crude oil and extra-heavy crude oil production is on average twice as capital and energy intensive as the production of conventional oil. This is because of their low mobility alongside the presence of components such as asphaltenes, heavy metals and sulphides making it more challenging to produce, to transport as well as refine.

The moving of heavy crude oil and extra-heavy crude oil is extremely challenging because of their high viscosity. As such, without increasing the mobility in the heavy crude oil, the transportation via pipeline is difficult. This is because of the amount of energy required to overcome the high-pressure drop in the pipeline due to friction with the pipe walls.

To reduce the high-pressure drop and decrease cost of transportation, several technologies have been proposed to improve the flow properties of the heavy crude oil and bitumen through pipelines.

In this thesis, different technologies of heavy crude oil transportation via pipelines are reviewed; an analysis of each one of the technologies is done, referring to operating principle, advantages, disadvantages, favorable conditions and problems associated with the use in the oil industry of each technology; in order to facilitate the selection of the most optimal method to implement according to the study conditions; and also, to provide direction for improvement and development of novel technologies for heavy crude oil and bitumen transportation via pipelines.



# ÍNDICE

<b>AGRADECIMIENTOS:</b> .....	<b>VII</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>XI</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>XIII</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>- 5 -</b>
<b>CAPÍTULO 1 CONCEPTOS GENERALES - PROPIEDADES Y COMPORTAMIENTO DE LOS HIDROCARBUROS</b> .....	<b>- 7 -</b>
1.1 ORIGEN Y COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO .....	- 7 -
1.1.1 <i>Origen del Petróleo</i> .....	- 7 -
1.1.2 <i>Composición del Petróleo</i> .....	- 9 -
1.2 QUÍMICA DE LOS FLUIDOS PETROLEROS .....	- 11 -
1.2.1 <i>Alifáticos</i> .....	- 11 -
1.2.2 <i>Aromáticos</i> .....	- 15 -
1.2.3 <i>Grupos Orgánicos</i> .....	- 16 -
1.3 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS HIDROCARBUROS .....	- 18 -
1.3.1 <i>Gravedad específica y densidad.</i> .....	- 18 -
1.3.2 <i>Viscosidad.</i> .....	- 19 -
1.3.3 <i>Color.</i> .....	- 21 -
1.3.4 <i>Punto de Fluidez o Punto de Congelación.</i> .....	- 21 -
1.3.5 <i>Punto de Inflamación.</i> .....	- 22 -
1.3.6 <i>Punto de Nube.</i> .....	- 22 -
1.3.7 <i>Calor Específico.</i> .....	- 22 -
1.3.8 <i>Calor de Combustión.</i> .....	- 23 -
1.3.9 <i>Índice de Refracción.</i> .....	- 24 -
1.4 PROPIEDADES QUÍMICAS DE LOS HIDROCARBUROS .....	- 24 -
1.5 PRECIPITADOS DE LOS HIDROCARBUROS .....	- 25 -
1.5.1 <i>Ceras</i> .....	- 26 -
1.5.2 <i>Asfaltenos</i> .....	- 27 -
1.6 PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN .....	- 28 -
1.6.1 <i>Precipitación</i> .....	- 29 -
1.6.2 <i>Deposición</i> .....	- 29 -
1.7 IMPORTANCIA DE CRUDOS PESADOS .....	- 31 -

1.8 CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS .....	- 32 -
1.8.1 Clasificación por Diagramas de Fase.....	- 33 -
1.9 DEFINICIÓN DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS .....	- 41 -
<b>CAPÍTULO 2 RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO Y EN EL MUNDO. ....</b>	<b>- 45 -</b>
2.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA CLASIFICACION DE RESERVAS	- 46 -
<i>Recursos Petroleros</i> .....	- 46 -
<i>Volumen original de hidrocarburos total in-situ</i> .....	- 47 -
<i>Volumen original de hidrocarburos no descubierto</i> .....	- 47 -
<i>Volumen original de hidrocarburos descubierto</i> .....	- 47 -
<i>Recursos prospectivos</i> .....	- 48 -
<i>Recursos contingentes</i> .....	- 48 -
<i>Reservas</i> .....	- 48 -
2.2 RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO .....	- 52 -
2.2.1 Distribución de las reservas de hidrocarburos.....	- 54 -
2.3 RESERVAS DE ACEITE PESADO EN EL MUNDO .....	- 61 -
<b>CAPÍTULO 3 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS.....</b>	<b>- 65 -</b>
3.1 MÉTODOS TÉRMICOS .....	- 65 -
3.1.1 <i>Inyección Continua de Vapor (Steamflooding)</i> .....	- 66 -
3.1.2 <i>Estimulación Cíclica con Vapor (CSS)</i> . ....	- 68 -
3.1.3 <i>Drene Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)</i> . ....	- 70 -
3.1.4 <i>Combustión In-situ</i> .....	- 72 -
3.1.5 <i>Método THAI (Toe to Heel Air Injection)</i> .....	- 73 -
3.2 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN EN FRÍO .....	- 75 -
3.2.1 <i>Extracción de Crudo Asistido con Vapor (VAPEX)</i> .....	- 75 -
3.2.2 <i>Inyección de Diluyentes</i> .....	- 77 -
3.2.3 <i>Método de Estimulación con Ondas Elásticas</i> .....	- 78 -
3.2.4 <i>Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS)</i> .....	- 79 -
<b>CAPÍTULO 4 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PARA CRUDOS PESADOS. ....</b>	<b>- 81 -</b>
4.1 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.....	- 82 -



4.2 BOMBEO NEUMÁTICO. ....	- 85 -
4.3 BOMBEO MECÁNICO. ....	- 90 -
4.4 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO. ....	- 93 -
<b>CAPÍTULO 5 TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS. ....</b>	<b>- 99 -</b>
5.1 REDUCTORES DE VISCOSIDAD. ....	- 100 -
5.1.1 Dilución de Aceite Pesado y Extrapesado. ....	- 101 -
5.1.2 Formación de Emulsiones de Aceite en Agua. ....	- 105 -
5.1.3 Calentamiento de Aceite Pesado/Extrapesado y Tuberías. ....	- 110 -
5.1.4 Reducción de Punto de Fluides .....	- 114 -
5.2 REDUCTORES DE FRICCIÓN .....	- 118 -
5.2.1 Aditivos Reductores de Arrastre. ....	- 119 -
5.2.2 Flujo Anular para Transporte por Tubería. ....	- 121 -
<b>CAPÍTULO 6 EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS. ....</b>	<b>- 125 -</b>
6.1 DETERMINACION DE LA METODOLOGIA .....	- 125 -
<i>Etapa 1: Análisis</i> .....	- 126 -
<i>Etapa 2: Definición</i> .....	- 126 -
<i>Etapa 3: Determinación</i> .....	- 126 -
<i>Etapa 4: Evaluacion</i> .....	- 128 -
<i>Etapa 5: Elaboracion</i> .....	- 137 -
<i>Etapa 6: Identificacion</i> .....	- 138 -
6.2 APLICACIÓN DE LA EVALUCION.....	- 138 -
<b>CONCLUSIONES ..... </b>	<b>- 141 -</b>
<b>RECOMENDACIONES ..... </b>	<b>- 143 -</b>
<b>LISTA DE FIGURAS..... </b>	<b>- 145 -</b>
<b>LISTA DE TABLAS ..... </b>	<b>- 149 -</b>
<b>REFERENCIAS ..... </b>	<b>- 151 -</b>



# INTRODUCCIÓN

Con el incremento de la demanda energética mundial y las complicaciones que supone el agotamiento de los recursos de crudo convencional, resulta oportuno identificar nuevas alternativas con el propósito de satisfacer esa demanda. Durante décadas, las compañías petroleras desistieron de explotar el crudo pesado, el cual encontraron y abandonaron, debido al bajo precio que tenía este crudo en el mercado y a la dificultad para transportarlo y procesarlo.

Ante la escasez de recursos convencionales y con la finalidad de satisfacer las necesidades energéticas se ha vuelto a poner especial atención a estas reservas de crudo pesado y extrapesado.

La naturaleza de este tipo de recursos reside en la dificultad que su explotación representa, pues la densidad y viscosidad que poseen exigen el desarrollo de nuevas tecnologías que cubran las limitantes de los métodos convencionales.

Los crudos pesados representan la mayor parte de las reservas mundiales (cerca del 70%, entre 6 y 9 trillones de barriles), razón por la cual su explotación cobra aun más importancia; por lo general, mientras menor sea su gravedad API, menor es su valor económico, pues presenta retos especiales para su producción, transporte y refinación; dado lo anterior, los avances tecnológicos en su explotación, deben considerar el estrecho margen de ganancias comparado con el de los crudos convencionales.

En la actualidad, se implementan diferentes tecnologías que buscan resolver el problema del movimiento de los aceites pesados y extrapesados en el interior del yacimiento mediante los diferentes métodos de recuperación mejorada existentes; se cuenta con la tecnología para llevar estos aceites del pozo a la superficie mediante la aplicación de Sistemas Artificiales de Producción. Sin embargo, se ha vuelto de gran importancia lograr el transporte de los aceites pesados y extrapesados desde la cabeza del pozo a

los centros de proceso, procesos que no han sido estudiados profundamente como los antes descritos.

La manera conveniente de llevar a cabo el transporte de los hidrocarburos, es a través de las tuberías. Sin embargo, para transportar aceites pesados y extrapesados, la caída de presión en la tubería debe ser mínima, con el fin de disminuir la energía requerida para empujar el aceite a lo largo de toda la línea. No obstante, es una tarea complicada porque la tecnología de transporte por tubería está aplicada generalmente para aceites ligeros e intermedios.

El transporte de los aceites pesados y extrapesados es muy desafiante debido a la baja movilidad y bajas viscosidades, a la depositación de parafinas y asfaltenos, la proporción de componentes de bajo peso molecular, alto contenido de sulfuro, sales y metales, el incremento en el contenido de agua de formación y grandes problemas de corrosión; todos estas dificultades operativas limitan su viabilidad económica.

El objetivo de este trabajo es realizar una revisión de la literatura técnica publicada referente a las distintas tecnologías disponibles para lograr el transporte de hidrocarburos pesados y extrapesados a través de tuberías, generando una evaluación integral de estas, mencionando ventajas, desventajas, condiciones de operación y problemas asociados a su uso en la industria petrolera, con la finalidad de otorgar elementos para la selección y correcta aplicación de las mismas.

# CAPÍTULO 1 CONCEPTOS GENERALES - PROPIEDADES Y COMPORTAMIENTO DE LOS HIDROCARBUROS

## 1.1 ORIGEN Y COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO

### 1.1.1 ORIGEN DEL PETRÓLEO

El petróleo es la sustancia más importante consumida a nivel mundial en la sociedad moderna, debido a que proporciona no solo materia prima para materiales como plásticos y otros productos, sino también diferentes tipos de combustibles que proporciona energía, calentamiento y transporte para la industria y el hogar.

La palabra petróleo se deriva del latín *petra* y *oleo* que significa “aceite de piedra” y se refiere al hidrocarburo en forma de gas, líquido, semi-sólido y sólido atrapado o impregnado en formaciones, generalmente, arenosas o calcáreas en el subsuelo, ocupando los espacios o poros existentes entre los granos que constituyen la roca, y en algunos casos, ocupando las fracturas causadas por esfuerzos que sufre la roca debido a movimientos geológicos.

La pregunta de ¿Cómo se formó el petróleo? causó tanta polémica que se crearon diferentes teorías sobre su origen, las cuáles las más difundidas fueron las siguientes (González, Fernando., 1999):

#### *Teoría Cósmica*

Una vez que la superficie terrestre comenzó a enfriarse, los materiales se fueron separando conforme a su temperatura de fusión, acumulándose en el centro los metales como hierro níquel y de más; mientras la atmósfera se

constituía de bióxido de carbono, hidrógeno, vapor de agua; formando reacciones que dieron paso a la primera mezcla de hidrocarburos. Conforme la tierra siguió enfriándose, estas mezclas comenzaron a condensarse y empezó a llover petróleo. Posteriormente, se generó agua y con las lluvias, esta fue lavando y conduciendo al petróleo a ciertas zonas. Finalmente, los movimientos ocasionados por la corteza terrestre provocaron que el petróleo quedara atrapado en el subsuelo. La teoría de que las nubes de Venus podrían estar formadas por hidrocarburos o los lagos de hidrocarburo formados en Titán (Satélite de Saturno), han motivado a algunos científicos a no desechar aún esta teoría.

### *Teoría Inorgánica*

Esta teoría fue apoyada por varios químicos famosos, entre ellos el ruso Dimitri Mendeleiev; ellos sostienen que el hidrocarburo, tanto en su forma líquida como su forma gaseosa, se forman en el subsuelo, al combinarse carbono e hidrógeno, como consecuencia de diferentes reacciones geoquímicas entre el agua y el bióxido de carbono, todo esto incluyendo condiciones de presión y temperatura altas.

### *Teoría Orgánica*

La más conocida y aceptada en la actualidad. Esta sostiene que los hidrocarburos son el resultado de la descomposición de organismos animales y vegetales que fueron enterrados en sedimentos rocosos en el fondo de agua someras, convirtiéndolos en keroseno, con abundancia de bacterias anaerobias. La materia orgánica o keroseno es convertida en petróleo como parte de un proceso en donde se presentan altas presiones y temperaturas, conocido como diagénesis. El hecho de que los yacimientos petroleros sean encontrados en lugares donde en épocas geológicas pasadas existieron cuencas marinas; y aunado a que se ha llegado a encontrar sustancias como clorofila, que sólo se localiza en las plantas, o nitrógeno y hematina, que proceden de materiales orgánicos, dieron fuerza a esta teoría.

## 1.1.2 COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO

La composición se refiere a la mezcla específica de componentes químicos que constituyen el petróleo. La composición está relacionada a la mezcla de material orgánico que generó los hidrocarburos; igualmente, está sujeta a la influencia de procesos naturales como la migración, biodegradación, lavado con agua, etc. Así, el petróleo es el resultado de la metamorfosis de productos naturales como resultado de cambios químicos y físicos impartidos por las condiciones prevalecientes en una zona en particular.

El petróleo no es un material uniforme, como pudimos leer anteriormente. La composición tanto química como física (fraccional) del petróleo puede variar, no sólo con la localización y edad del campo, sino también con la profundidad de cada pozo; de hecho, dos pozos adyacentes pueden producir petróleo con características muy diferentes.

James G. Speight (2006) nos comenta que el petróleo es un compuesto químico, una combinación compleja de los elementos carbono e hidrógeno, de ahí el nombre de hidrocarburos, además de algún otro elemento encontrado en la materia orgánica. Con algunas excepciones, las proporciones de los elementos en el petróleo tienen variaciones bastante pequeñas de lo mostrado en la siguiente tabla:

Tabla 1.1 Proporción de los elementos del petróleo (Speight, 2006).

Elemento	Proporción
Carbono	83 – 87 %
Hidrógeno	10 – 14 %
Nitrógeno	0.1 – 2 %
Oxígeno	0.05 – 1.5 %
Sulfuro	6 %
Metales (Ni – V)	< 1000 ppm

### *Compuestos de Azufre*

Estos compuestos están entre los constituyentes más importantes del petróleo, se pueden encontrar en estructuras muy complejas de anillos o el átomo de azufre puede formar parte de un anillo o estar unido a alguno. El azufre se puede encontrar en el crudo en forma libre, ácido sulfhídrico y compuestos orgánicos. El total de azufre en el aceite puede variar de 0.04% para aceites ligeros hasta 7% para aceites pesados. De manera general, mientras más bajo son los grados API del aceite, mayor es el contenido de azufre. Existen ciertos límites de la cantidad de azufre que los productos deben tener, por lo que la refinería debe remover la mayor cantidad de este compuesto del crudo para alcanzar un nivel aceptable. El azufre libre es corrosivo.

### *Compuestos de Oxígeno*

El contenido total de oxígeno es por lo regular menor al 2% aunque hay crudos que pueden llegar hasta el 7%. Se sabe poco de los compuestos de oxígeno encontrados en el aceite, pero incluso, los largos compuestos con varios anillos, ya sean aromáticos o naftas, contienen oxígeno. El oxígeno y sus compuestos se encuentran en los crudos en diferentes formas, ya sea como oxígeno libre, ácidos naftenicos, fenoles, asfalto y/o cuerpos resinosos.

### *Compuestos de Nitrógeno*

El contenido de compuestos de nitrógeno es muy bajo, generalmente se encuentra entre los valores de 0.1% a 0.9%, aunque ha habido algunos trabajos donde se ha detectado hasta una cantidad de 2%. De manera general, mientras más asfáltico es el aceite, mayor es el contenido de nitrógeno. Se ha desarrollado un método para diferenciar a compuestos de nitrógeno en básicos y en no básicos, y depende de que tan fácil se puedan remover estos compuestos diluyendo un ácido mineral.

### *Compuestos Metálicos*

Dos grupos de elementos se encuentran en concentraciones significativas en el aceite asociado original, con compuestos bien definidos.



Zinc, Titanio, Calcio, y Magnesio aparecen en forma de jabón organometálico y actúa como una emulsión estabilizadora. Vanadio, Cobre, Níquel y parte de acero encontrado en aceite parecen ser de una clase diferente y son compuestos solubles en aceite.

## 1.2 QUÍMICA DE LOS FLUIDOS PETROLEROS

El hidrógeno y el carbono alcanzan estabilidad química y forman hidrocarburos compartiendo pares de electrones que comparten el nivel exterior de los núcleos de ambos elementos, formando los llamados enlaces covalentes.

Las propiedades de los hidrocarburos dependen del número de moléculas de hidrógeno y carbono que tengan y de sus propios arreglos moleculares. Estructuras similares presentan propiedades similares; sin embargo, en ocasiones los hidrocarburos tienen la misma composición pero con una diferente estructura molecular, por lo tanto, pueden llegar a diferir en sus propiedades físicas. La clasificación general de los hidrocarburos es la siguiente:

- ◆ Alifáticos
- ◆ Aromáticos
- ◆ Grupos orgánicos

---

### 1.2.1 ALIFÁTICOS

Los hidrocarburos alifáticos tienen una gran importancia en la industria, tanto para la elaboración de combustible en su estado líquido como gaseoso, como para la producción de químicos o en la industria textil. Estos se definen como una serie homóloga, es decir, consiste de estructuras similares que difieren en sus propiedades físicas de acuerdo al número de átomos de Carbono en la estructura.

Los hidrocarburos de cadena abierta se clasifican en alcanos (parafinas o isoparafinas), alquenos (olefinas) y alquinos (naftenos). Si la cadena alifática se cierra formando un anillo, se denomina hidrocarburo alicíclico o alifático cíclico (Fernández, Germán. 2007).

### Alcanos

También reciben el nombre de hidrocarburos saturados o parafinas. Son moléculas orgánicas formadas por átomos de carbono unidos a átomos de hidrógeno, en donde todos los enlaces dentro de las moléculas son de tipo sencillo. Estos poseen propiedades físicas y químicas similares que se modifican a medida que se agregan átomos de carbono a las cadenas

La mayor fracción que cualquiera de las otras en la mayoría de los hidrocarburos. La fórmula general para los alcanos alifáticos de cadena lineal es  $C_nH_{2n+2}$  y su serie empieza por el metano.

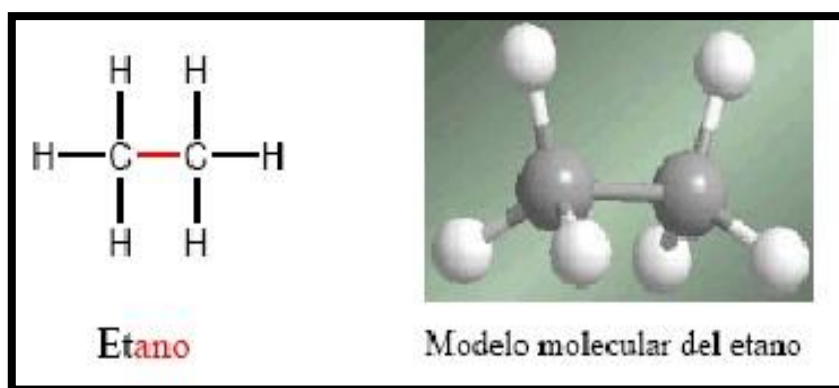


Figura 1.1 Ejemplo del alcano, modelo molecular del etano (quimicaorganica.org).

Las isoparafinas o isoalcanos son hidrocarburos de tipo ramificado que presentan una isomerización estructural, es decir, las moléculas tienen el mismo número de átomos pero diferentes enlaces; por lo que poseen la misma fórmula aunque difieren en el arreglo de átomos.

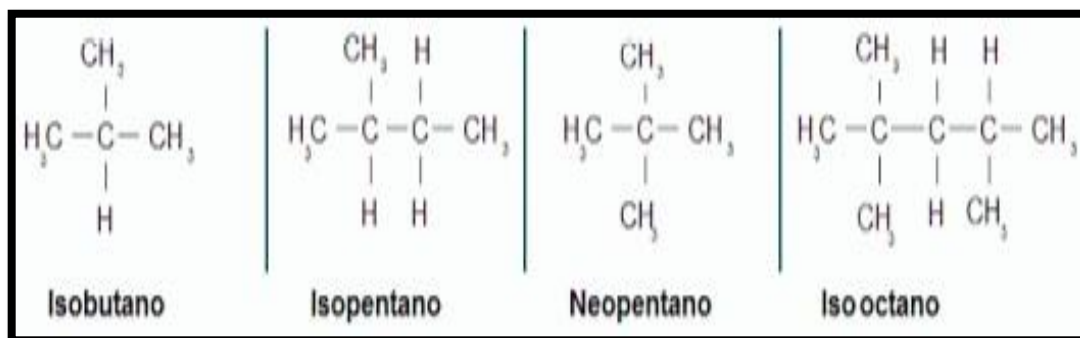


Figura 1.2 Ejemplos de iso-alcenos o iso-parafinas (quimicaorganica.org).

### Alquenos

Son también conocidos como hidrocarburos insaturados u olefinas. Estos hidrocarburos están unidos por uno o más enlace dobles entre dos átomos de carbono en su molécula. La presencia del doble enlace da como resultado que existan menos hidrógenos en la molécula, de ahí que son conocidos como no saturados. Este tipo de enlace es más inestable que los sencillos y que los triples, por lo que son muy susceptibles a ser atacados por otros químicos.

Las olefinas por lo general no se encuentran en los petróleos crudos sino que se forman en el cracking. Su fórmula general es  $C_nH_{2n}$ . El etileno y el propileno son las moléculas más simples de esta serie.

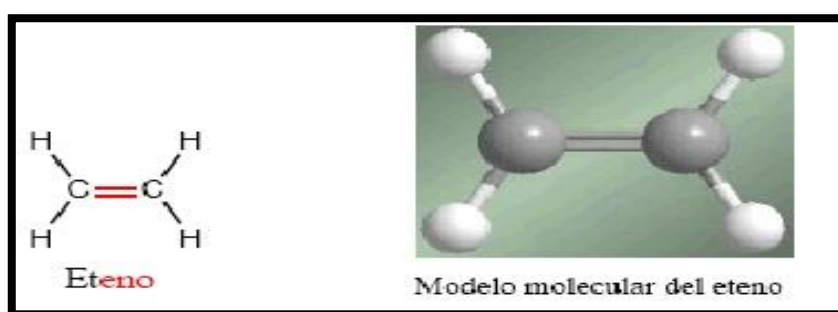


Figura 1.3 Ejemplo de alqueno, modelo molecular del eteno (quimicaorganica.org).

### Alquinos

También conocidos como naftenos. La característica es que son hidrocarburos alifáticos que contienen, por lo menos, un triple enlace entre

dos átomos de carbono, por lo tanto igual son hidrocarburos no saturados. Es la segunda fracción en abundancia en los petróleos crudos. Su fórmula general es  $C_nH_{2n-2}$ . El miembro más simple en esta serie es el acetileno.

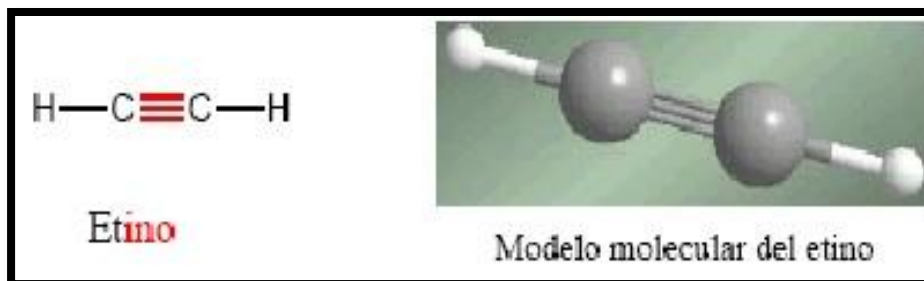


Figura 1.4 Ejemplo de alquinos, modelo molecular del etino (quimicaorganica.org).

### Alifáticos Cíclicos

La característica distintiva de esta serie es que en muchos compuestos de hidrocarburos los átomos de carbono se encuentran dispuestos en anillos. Estos anillos reciben el nombre de compuestos cíclicos, donde encontramos principalmente a los cicloalcanos.

Estos son cadenas de estructuras de parafinas con formas de anillos que poseen un bajo número de Carbonos lo que provoca que sean poco estables y generalmente existen en el petróleo en bajas cantidades; sin embargo, al incrementarse el peso molecular de estos compuestos, se forman grupos de anillos contiguos de 5 o 6 carbonos por anillo, que lo vuelve más estable; este tipo de arreglos son los más encontrados en el petróleo crudo. La fórmula general para cicloalcanos es  $C_nH_{2n}$ .

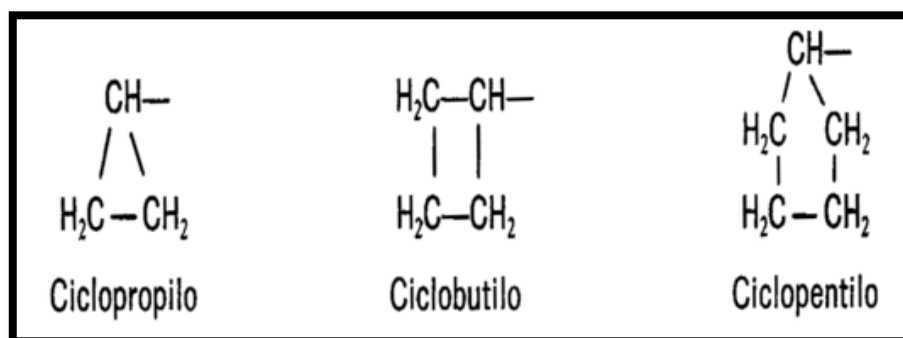


Figura 1.5 Ejemplos de alifáticos cíclicos (quimicaorganica.org).

## 1.2.2 AROMÁTICOS

Los hidrocarburos aromáticos, tienen la característica de que los átomos de carbono se conectan entre sí con una estructura tipo anillo, son estructuras cíclicas polisaturadas.

Estos tienen al Benceno como estructura básica, es decir, están formados por uno o más anillos de benceno. Este está formado por 3 enlaces dobles, siendo en realidad un no saturado, lo que implica que sea más reactivo que las cadenas de parafinas.

Este anillo se puede unir a cadenas de parafinas siendo los derivados más comunes el Tolueno y el Xileno.

Se les denomina aromáticos porque tienen un olor agradable, sin embargo son tóxicos. Hay crudos en algunas regiones en el mundo, como lo son Sumatra y Borneo que contienen grandes cantidades de estos hidrocarburos.

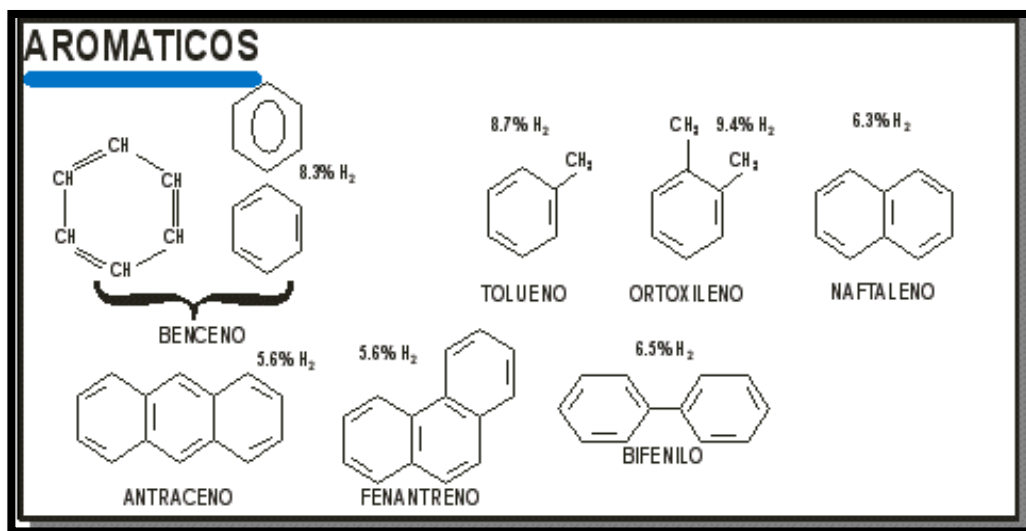


Figura 1.6 Ejemplos de hidrocarburos aromáticos (quimicaorganica.org).

### 1.2.3 GRUPOS ORGÁNICOS

Esto se emplea para lograr describir el comportamiento de fases y entender mejor la depositación de sólidos, el cual se clasifica en dos principales grupos que son:

- ◆ La fracción  $C_6-$

Esta fracción involucra componentes con números de Carbono no mayor a 5; las propiedades físicas de esta fracción se encuentran bien definidas en la literatura debido a que han sido ampliamente estudiadas debido a que sus combinaciones no son tan complejas como las de la otra fracción.

- ◆ La fracción  $C_{6+}$

Esta fracción es mucho más compleja debido a las diferentes combinaciones en las que se puede presentar. Este grupo de componentes de petróleo es igual conocido como los componentes SARA (por la inicial de sus nombres) y se clasifica de la siguiente manera:

#### *Saturados (S)*

Son componentes saturados conformados por parafinas, isoparafinas y naftenos. Este tipo de componentes son los que conforman la mayor cantidad de los hidrocarburos cerosos.

#### *Aromáticos (A)*

Como se explicó con anterioridad, estos componentes contienen estructuras en forma de anillo, similares al benceno y sus átomos se encuentran conectados mediante enlaces dobles.

#### *Resinas (R)*

Estos componentes sirven para controlar y tener estabilizada la dispersión de partículas de asfáltenos; estas pueden convertirse en asfáltenos a través de un proceso de oxidación.

Estos componentes se consideran las estructuras moleculares anteriores a los asfáltenos, la diferencia existente entre estos dos es que las resinas son más solubles dentro de la mezcla de hidrocarburos. Las resinas puras son líquidos pesados o sólidos sin forma. Los fluidos que contienen una gran cantidad de resina se consideran estables.

### *Asfáltenos (A)*

Son definidos como la fracción de aceite crudo que es insoluble en alcanos de bajo peso molecular como el pentano y hexano. Se hablará de este componente más adelante.

Los hidrocarburos saturados son insolubles en el agua, pero solubles en alcohol, éter y benceno; por lo general también su forma física se conoce mediante la cantidad de Carbonos encontrados en la molécula. Del  $C_1 - C_5$  son gases; del  $C_6 - C_{12}$  son gasolinas; del  $C_{12} - C_{18}$  son keroseno y petróleo; a partir del  $C_{16}$  pueden ser usado como lubricantes; mayor al  $C_{20}$  son parafinas y mayor al  $C_{36}$  ya son asfaltos (González, C., 1999).

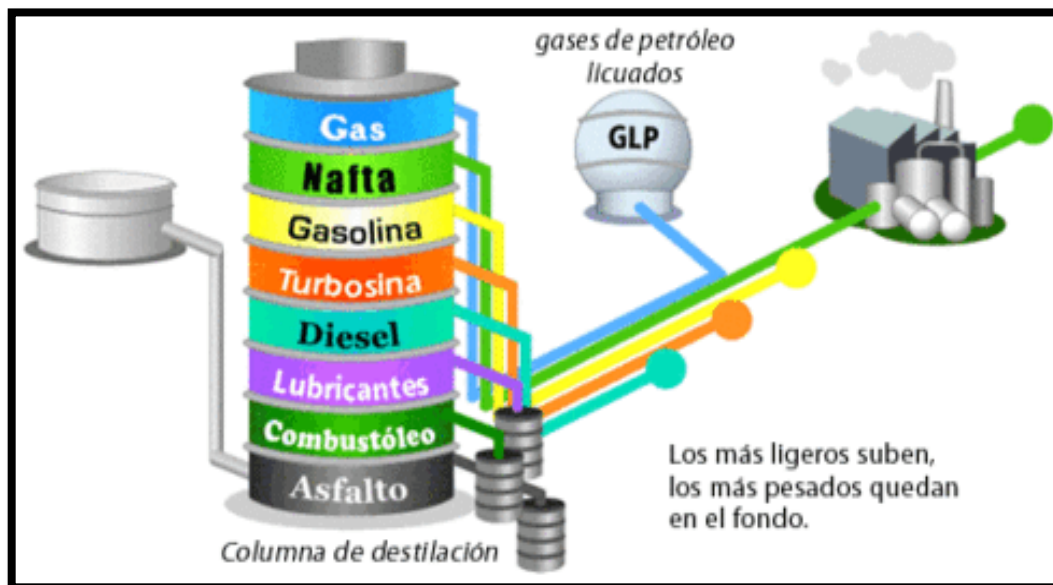


Figura 1.7 Componentes del crudo por cantidad de Carbonos (lubetek-spectrol.com).

## 1.3 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS HIDROCARBUROS

González Fernando (1999) nos dice que las propiedades de los hidrocarburos dependen del número de moléculas de hidrógeno y carbono que tengan y de sus propios arreglos moleculares. Estructuras similares presentan propiedades similares; sin embargo, en ocasiones los hidrocarburos tienen la misma composición pero con una diferente estructura molecular, por lo tanto, pueden llegar a diferir en sus propiedades físicas.

### 1.3.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA Y DENSIDAD.

Estas son dos propiedades que se les ha encontrado un amplio uso en la industria para una evaluación preliminar de las características y de la calidad del aceite.

La gravedad específica es la relación de la masa por unidad de volumen de una sustancia, con la masa del mismo volumen de agua, a la temperatura a la que ambas sustancias hayan sido medidas.

La gravedad específica es influenciada por la composición química del petróleo, aunque es difícil establecer una correlación. Lo que sí está reconocido es que un incremento en la cantidad de compuestos aromáticos resulta en un incremento de la densidad; mientras que un incremento en los compuestos saturados resulta en una reducción de la densidad de los hidrocarburos.

La clasificación de los hidrocarburos por su densidad fue propuesta por el Instituto Americano del Petróleo, la cual fue reconocida a nivel mundial, basada en la densidad en grados API, los cuales relacionan la densidad del crudo con la del agua, a través de la gravedad específica del aceite; la siguiente ecuación se ocupa para el cálculo de la densidad en °API:

$$^{\circ}API = (141.5/\rho) - 131.5$$

Ecuación 1.1 Cálculo de la Densidad



La clasificación API es la más usada en la industria petrolera, para distinguir los diferentes tipos de hidrocarburos, así entonces, dependiendo del número de grados API que posea un crudo, este se denominara: superligero, ligero, mediano, pesado o extrapesado de acuerdo al criterio que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1.2 Clasificación de grados API para los aceites (Schlumberger, 2013).

Tipo de crudo	Gravedad Específica [ $\rho$ ]	Densidad [API]
Superligero	< 0.83	> 39
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Pesado	1 – 0.92	10 – 22.3
Extrapesado	> 1	< 10

La densidad varía muy poco con los cambios de temperatura; por lo tanto se ha convertido en el principal parámetro para clasificar al petróleo.

### 1.3.2 VISCOSIDAD.

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en diferentes aspectos de la industria; en la simulación de yacimientos, pruebas de presión, producción, el transporte y hasta en la refinería.

La viscosidad o viscosidad dinámica es una medida de la resistencia interna al flujo. Otra definición que se puede tener de la viscosidad es la oposición de un fluido a una deformación tangencial.

La unidad para medir la viscosidad en el sistema CGS, es el Poise (P) o Centipoise, cP (0.01P). El valor para la viscosidad de los diferentes aceites varía desde menos de 10 cP hasta varios miles de cP.

Otro término muy comúnmente usado y referido a la viscosidad dinámica es la viscosidad cinemática, la cual simplemente es la viscosidad dividida entre la gravedad específica del fluido, las unidades de esta es el Stoke (cm<sup>2</sup>/seg.).

Un fluido que no tiene viscosidad, es llamado fluido ideal, aunque en realidad, esto es simplemente una suposición para realizar una mejor explicación del comportamiento de los fluidos, ya que todos presentan aunque sea un poco de viscosidad.

La viscosidad es un parámetro muy importante a tener en cuenta ya que esto determinará la facilidad con la que el hidrocarburo fluirá, en el yacimiento, así como en las tuberías.

Tabla 1.3 Clasificación de viscosidad para los aceites (Modificada de WPC, 1987).

Clasificación	API	Viscosidad [cP]
Superligero	> 39	< 100
Ligero	31.1 - 39	< 100
Medio	22.3 – 31.1	< 100
Pesado	10 – 22.3	100 – 10,000
Extrapesado	< 10	100 – 10,000
Bitumen	< 10	> 10,000

A diferencia de la densidad, los valores de viscosidad pueden variar mucho cuando se aplica cambio de temperatura.

### 1.3.3 COLOR.

El color del petróleo varía del amarillo al rojo pardo, siendo las clases más oscuras, opacas. Los aceites de bajo peso específico (0.777 a 0.789) son amarillos, los medianos (0.792 a 0.820) ámbar y los aceites más pesados son oscuros. Por luz reflejada, es aceite crudo es usualmente verde, debido a la fluorescencia.

### 1.3.4 PUNTO DE FLUIDEZ O PUNTO DE CONGELACIÓN.

Se define como la temperatura más baja a la cual un aceite presentará movimiento, es decir, a la que todavía se comporta como un fluido (Wauquier, 2004). En el caso hipotético en donde un crudo se expone a bajas temperaturas, como el caso de tuberías submarinas, se genera un proceso de varias etapas en donde primero observamos una reducción de la viscosidad, posteriormente el fluido comenzará a acercarse al estado sólido, volviéndose espeso y tomando una consistencia tipo gel.

La principal razón de este comportamiento, es debido a que los crudos son mezclas que incluyen varios componentes que no pueden llegar a ser cristalizables. El paso al estado sólido dependerá de si este crudo ha sido sometido con anterioridad a procesos de precalentamiento (Speight, 2007).

De la misma manera, Speight (2007) indicó que se debe tener especial cuidado cuando se involucren métodos de incremento de temperatura del aceite. Si se realiza un calentamiento del crudo antes de ser enviado por tubería, éste disminuirá su temperatura de fluidez debido a que se eliminarán cristales de parafinas.

Por otra parte, si la temperatura de precalentamiento es muy alta, se corre el riesgo de evaporar los ligeros, aumentando así la densidad del aceite y aumentando su punto de fluidez.

También se debe considerar que el punto de fluidez, es un indicador aproximado de la parafinidad y aromaticidad relativa del crudo. El punto de fluidez más bajo corresponde a un mínimo contenido en parafinas y a un máximo contenido de aromáticos.

---

### **1.3.5 PUNTO DE INFLAMACIÓN.**

Se define como la temperatura a la cual el crudo debe ser calentado bajo condiciones específicas para despedir suficiente vapor para formar una mezcla con aire que pueda ser encendida momentáneamente por una flama. Estos conceptos ofrecen una medida del contenido de ligeros en una mezcla.

---

### **1.3.6 PUNTO DE NUBE.**

Conocido también como la temperatura de precipitación de ceras, se define como la temperatura a la cual una cera parafínica u otras sustancias sólidas se empiezan a cristalizar y/o a separarse de la solución formando un aspecto turbio, cuando el aceite se enfría a ciertas condiciones (Wauquier, 2004). Es importante mencionar que este punto indica la temperatura a la cual iniciará la depositación, pero no indica la cantidad de cera que será depositada.

---

### **1.3.7 CALOR ESPECÍFICO.**

Hay ligeras variaciones en el calor específico entre los distintos crudos. El promedio del calor específico es de 0.49; es decir, alrededor de la mitad de la cantidad total requerida por el agua. El calor específico de las

fracciones de petróleo de diferente peso específico a una misma temperatura difiere ligeramente.

El calor específico de los hidrocarburos en cada serie, disminuye cuando aumenta el peso molecular. Los hidrocarburos saturados tienen calor específico más alto que sus isómeros. Los hidrocarburos no saturados de la serie  $C_nH_{2n}$  (serie etilénica) tienen calor específico más bajo que los miembros correspondientes de la serie parafínica  $C_nH_{2n+2}$ . El calor específico de las fracciones pesadas aumenta rápidamente con la temperatura y es casi una función lineal de la temperatura.

---

### **1.3.8 CALOR DE COMBUSTIÓN.**

El calor de combustión es el calor liberado cuando se quema el combustible en condiciones estandarizadas y es una medida de la energía que puede obtenerse en su uso. Se conoce como poder calorífico y es una determinación importante de todos los combustibles, gaseosos, líquidos y sólidos.

Para líquidos, se pesa una muestra, se quema con oxígeno a presión, empleando una bomba, sumergida en agua en un calorímetro. Se calcula el poder calorífico de la elevación de temperatura del agua al quemar el combustible. Para los gases se emplea un quemador especial y otro aparato (Junkers).

Se ha probado que decrece a medida que aumenta el peso específico. Así, en un petróleo crudo, podemos ver que a medida que se pasa de las fracciones inferiores a las superiores, disminuye el poder calorífico.

### 1.3.9 ÍNDICE DE REFRACCIÓN.

Es la relación de la velocidad de la luz en el vacío a la velocidad de la luz en el aceite. Este parámetro se usa como un parámetro de caracterización para las fracciones de los componentes del petróleo. Se considera un valor de 1.39 para aceites ligeros y de 1.49 para aceites pesados. (Speight, 2007).

## 1.4 PROPIEDADES QUÍMICAS DE LOS HIDROCARBUROS

Las propiedades químicas de los hidrocarburos, describen la potencia de los hidrocarburos al someterse a un cambio químico o reacción en función de la estructura de los hidrocarburos.

El cambio químico resulta en un producto que puede ser completamente diferente en composición al hidrocarburo inicial. Por ello, debido a que un cambio químico altera la composición original de la materia, el producto resultante normalmente involucra diferentes elementos o compuestos. Los átomos en los compuestos se reordenan de forma diferente de manera tal que formen compuestos nuevos y diferentes (Speight, 2001).

En ausencia de una chispa o una fuente luminosa de alta intensidad, los *alcanos* son generalmente inertes a reacciones químicas. Los *alquenos* al quemarse forman hollín, dióxido de Carbono y agua. Estos son más reactivos que los alcanos debido a su doble enlace.

Cuando los *alquinos* se queman, tienden a formar hollín. Cuando se encuentra presente oxígeno, se pueden alcanzar altas temperaturas.

Los múltiples enlaces (dobles o triples) son energéticamente menos estables para los átomos que los enlaces sencillos. Por esta razón, los átomos en un compuesto, tenderán a romper los enlaces múltiples para

formar enlaces simples, los cuales son más estables energéticamente hablando.

Esto explica porque los compuestos que contienen dobles o triples enlaces son más reactivos que aquellos que contienen enlaces simples.

Por su parte los cicloalcanos son diferentes de los hidrocarburos *alifáticos* debido a que contienen una estructura de anillo que les permite formar un grupo homólogo de los compuestos. Los cicloalcanos son compuestos saturados y como los alcanos lineales, no son muy reactivos.

Los hidrocarburos aromáticos son derivados del benceno. Los miembros del grupo tienen seis electrones libres de valencia que son distribuidos en un círculo en la forma de una nube cargada.

Debido a la presencia de estos electrones de valencia se puede predecir la reactividad de estos compuestos aromáticos la cual será igual a otros hidrocarburos no saturados. Sin embargo, el benceno es mucho menos reactivo que otros hidrocarburos no saturados.

## 1.5 PRECIPITADOS DE LOS HIDROCARBUROS

El crudo presenta una serie de fenómenos que permiten mantener en equilibrio las fracciones ligeras y pesadas de los hidrocarburos. Este delicado balance composicional puede llegar a romperse una vez que el pozo comienza a producir, debido a las grandes caídas de presión y cambios de temperatura, lo que genera la precipitación de parafinas, ceras, asfáltenos. Estos compuestos pueden obstruir el flujo en la zona productora cercana al pozo, en el interior del pozo y en las líneas superficiales (Figura 1.8), ya sea que se encuentren en tierra o en el lecho marino.

Para definir el tipo de tecnología preventiva o correctiva que se debe utilizar, es necesario conocer las condiciones de operación bajo las cuales se pueden depositar estos compuestos pesados, además de la composición de

los fluidos producidos. El primer paso para evitar la precipitación de los compuestos indeseados consiste en el correcto muestreo y análisis de los fluidos, determinar su composición mediante un análisis SARA, de esta manera identificar, si existe o no, la posibilidad de precipitación de parafinas y que tan alto es el potencial de depósito de las mismas.



Figura 1.8 Taponamiento de la tubería por deposición de asfáltenos.

---

### 1.5.1 CERAS

La cera natural normalmente conocida como cera mineral, se encuentra presente de color amarillo a café oscuro, es una sustancia sólida compuesta en su mayor parte de parafinas. Sus puntos de fusión varían de 60 °C a 95 °C, es usualmente asociada con una cantidad considerable de materia mineral, como relleno en venas y fisuras o como materia intersticial en los poros de las rocas (Speight, 2006).

La cera es un sólido cristalino y mezcla de cadenas consecutivas de hidrocarburos de rango C20 a C30 y posiblemente más altos. Se distingue por su estado sólido a temperaturas estándar y baja viscosidad.

Esta predominantemente compuesto por material parafínico, mayor a 90% de hidrocarburos no aromáticos, con un alto contenido de parafinas o



derivados de parafinas cíclicas de un 40% o 50%. Contiene aproximadamente un 85% de carbono, 14% de hidrogeno y 0.3% de sulfuro y nitrógeno y es por lo tanto una mezcla predominante de puro hidrocarburo.

---

### 1.5.2 ASFALTENOS

Los asfáltenos son compuestos sólidos no cristalinos de color negro brillante integrados por una mezcla compleja de compuestos predominante de tipo polar, los cuales se definen químicamente como la fracción del aceite crudo, que es insoluble en alcanos de bajo peso molecular tales como: pentano, hexano y heptano, y de sus productos destilados como la kerosina y el diesel. Tienen una estructura básicamente aromática, que incluye un número significativo de heteroatomos (nitrógeno, azufre y oxígeno) y grupos alquinos (Speight, 2006).

Los asfáltenos son completamente solubles en algunos solventes aromáticos como el tolueno y el xileno. Además, son infusibles, lo que significa que no poseen un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor, dejando un residuo carbonoso (José Delgado, 2006).

De un análisis microscópico se determino que el material asfáltico está formado por partículas de forma esférica cuyo diámetro va de 30 a 65 angstroms.

Akbarzadeh, et al., (2007) realiza el comentario de que es conocido que los asfáltenos existen en el aceite crudo como coloides estabilizados por resinas. Estas son estructuralmente similares a los asfáltenos, pero de peso molecular mucho más bajo. De una forma sencilla, se puede explicar la acción de estabilización de los asfáltenos por las resinas: estas forman puentes entre las partículas polares de asfáltenos y el medio no polar que las rodea (aceite). La parte polar de las resinas, interactúa con la parte polar del asfáltenos, mientras que los lados no polares (alquinos) de las mismas, interactúan con la fase aceite.

El material asfáltico está constituido esencialmente de:

- ◆ Resinas neutras.- Hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular.
- ◆ Asfáltenos.- Sustancias solidas no cristalinas, solubles en benceno y bisulfuro de carbono pero no en destilados del petróleo.
- ◆ Ácidos asfáltogenicos.- Sustancias solubles en benceno y soluciones alcalinas.

Los dos primeros son los que se encuentran en mayor proporción. Del análisis de una acumulación de material asfáltico se distingue que el centro está formado de sustancias de alto peso molecular y de naturaleza aromática, mientras que los constituyentes ligeros se encuentran en mayor proporción, a medida que se alejan del centro, hasta llegar a componentes plenamente alifáticos. De aquí que no exista una interface definida (Akbarzadeh K., et. al., 2007).

Es tan compleja la estructura de las moléculas de asfáltenos, así como su comportamiento que puede variar de un tipo de aceite a otro dependiendo de sus condiciones iniciales, composición y porcentaje de contenido en el aceite.

Se ha encontrado que la constitución química de los asfáltenos es muy cercana a la de las resinas neutras; además, la transformación de las resinas neutras en asfáltenos es un proceso muy sencillo, que puede efectuarse aún a temperaturas bajas o elevadas y en presencia de aire u oxígeno; las resinas se transforman muy rápidamente en asfáltenos, de aquí que la estructura de ambos es similar.

## 1.6 PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN

El aceite es una mezcla compleja de hidrocarburos la cual consiste de aromáticos, parafinas, nafténicos, resinas, asfáltenos, etc. Cuando la temperatura del aceite se reduce, los componentes pesados del aceite, como las parafinas y las ceras ( $C_{18} - C_{60}$ ), se precipitarán y depositarán en la pared

de la tubería. El diámetro interno de la tubería se verá reducido con la depositación de estos materiales, resultando así en una mayor caída de presión.

La precipitación y depositación de este tipo de materiales puede convertirse en un problema tan severo que la tubería puede ser completamente bloqueada. Tendría que hacerse un gasto de millones de dólares para remediar una tubería costa afuera bloqueada por cera (Boyun Guo, et. al., 2005).

---

### **1.6.1 PRECIPITACIÓN**

La precipitación se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo determinado, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase sólida insoluble de menor tamaño, constituida principalmente por los asfáltenos. Los principales factores físicos que afectan la solubilidad de los asfáltenos en los crudos son los cambios de presión, temperatura, composición del crudo y cargas eléctricas que poseen los asfáltenos. Estos pueden depositarse tanto en el yacimiento, como en la tubería de producción o ser llevados a los equipos de superficie a través de las líneas de flujo.

---

### **1.6.2 DEPOSITACIÓN**

Speight (2006) explica que la depositación es la caída de partículas que han sido transportadas y/o precipitadas y se estructuran de tal manera que siempre se depositan primero las partículas más pesadas y luego las más ligeras. Además las partículas ligeras vuelven a ser levantadas, de manera que al caer de nuevo su lugar ha sido ocupado por partículas más pesadas, lo que provoca una notable geometría en los depósitos eólicos.

Pero también es característica de estos depósitos la estructura cruzada, debido a la variabilidad de las direcciones del viento y a la inclinación de las pendientes.

La depositación de ceras y asfáltenos presentan un problema muy serio en la producción del petróleo en algunos yacimientos alrededor del mundo. Las ceras son las fracciones no polares más pesadas del petróleo, que pueden precipitar tanto en el pozo, como en instalaciones superficiales de producción y transporte de hidrocarburos.

La depositación de ceras puede ocurrir en la producción o transporte de gases y condensados, aceites ligeros o aceites pesados a temperaturas tan altas como 66 °C aproximadamente.

La depositación de asfáltenos, sin embargo, puede ocurrir en la formación productora, tubería de producción e instalaciones superficiales. No existen reportes de depositación de asfáltenos en yacimientos productores de gas y condensados.

El modelado de la depositación de ceras y asfáltenos requiere de diferentes aproximaciones debido a que son fundamentalmente diferentes. El efecto de la presión, temperatura y composición sobre la depositación, es también fundamentalmente diferente. La temperatura tiene un efecto dominante sobre la depositación de ceras en yacimientos de gas y condensado y aceite.

En general, cuando la presión aumenta en forma isotérmica, la cera se depositará en el aceite crudo, pero también bajo estas condiciones, las ceras pueden disolverse en sistemas de gases naturales y así prevenir la depositación.

En el caso de los asfáltenos, la depositación es menos sensible a cambios en la temperatura. Se ha observado que cuando la presión disminuye, eventualmente ocurrirá la depositación.

## 1.7 IMPORTANCIA DE CRUDOS PESADOS

Debido a la creciente demanda de energía, se ha presentado una gran declinación de la producción de yacimientos de hidrocarburos convencionales, al igual que cada vez es más difícil el acceso a los recursos de crudo y gas, debido a esto, la industria petrolera, está empezando a enfocar su atención en la explotación de yacimientos de crudo pesado y extrapesado.

A pesar de que ambos tipos de aceites presentan retos especiales para su producción, transporte y refinación, en la actualidad, son la fuente de energía capaz de compensar la declinación en la producción de aceite convencional, debido a que presentan la mayor parte de las reservas mundiales y los avances tecnológicos que en los últimos años se han desarrollado para combatir la problemática de su explotación.

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el crudo, menor es su valor económico; las fracciones de crudo más livianas o menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas.



Figura 1.9 Aceite Pesado (Schlumberger).

Los aceites pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos. De manera similar, los costos operativos son a menudo más altos que en la explotación de crudo convencional.

Dicho lo anterior, ya que el crudo pesado es uno de los crudos menos valiosos y más difícil de producir, surge una duda acerca de por qué las empresas petroleras del mundo tienen la necesidad y empeño en implementar tecnología, tiempo y dinero en su extracción. La respuesta a esto se deriva de dos puntos importantes, el primero, antes algunos pozos con este tipo de crudo no eran restables en su momento, lo cual para la actualidad ya lo son en gran medida y el segundo punto es que el crudo pesado es de gran abundancia actualmente.

Una diferencia muy importante entre yacimientos de crudo ligero y pesado, es que los yacimientos de crudo pesado, pueden ser explotados por un periodo muy largo sin algún tipo de deterioro o disminución en la producción estimado de hasta 20 años, mientras que los de crudo ligero no.

Por lo tanto, las rentabilidades de largo plazo plasman un motivo fundamental para la búsqueda de soluciones a la problemática de explotación de crudos pesados; por ello, muchas compañías que anteriormente descartaron el crudo pesado como opción viable, ahora tiene interés en probar la factibilidad de la explotación de este recurso no convencional (Hussein Alboudwarej, Felix, Joao, Taylor Shawn, 2006).

## 1.8 CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

Existen diferentes clasificaciones de los hidrocarburos, que pueden estar en función tanto de sus propiedades físicas como químicas. La clasificación de los hidrocarburos contenidos en un yacimiento debe

realizarse en el momento del descubrimiento o bien durante las etapas iniciales de la vida de explotación del mismo. El conocimiento del tipo de fluido que se desea producir es un factor clave en las decisiones que se deben realizar para la explotación óptima del yacimiento. Algunos de los rubros que se pueden optimizar con una clasificación correcta son los siguientes:

- ◆ El método de muestreo de fluidos.
- ◆ Las características del equipo superficial para manejo y transporte de la producción (tipo y dimensiones del equipo).
- ◆ Los métodos de cálculo de volumen de hidrocarburos originales.
- ◆ Las condiciones del yacimiento.
- ◆ Las técnicas de estudio del comportamiento de yacimiento.
- ◆ El plan de explotación incluyendo la selección de métodos de recuperación primaria, secundaria y/o mejorada.

---

### 1.8.1 CLASIFICACIÓN POR DIAGRAMAS DE FASE

De acuerdo a los apuntes de Comportamiento de Yacimientos del Ing. Mario Becerra Zepeda (2011), el comportamiento termodinámico de una mezcla de hidrocarburos se puede utilizar para propósitos de clasificación; tomando como base su diagrama de comportamiento de fases, el cual es una grafica de temperatura-presión, donde se presentan los siguientes elementos:

- ◆ La curva llamada envolvente de fases, que resulta de unir las curvas de punto de burbuja y puntos de rocío que exhibe la mezcla a diferentes temperaturas y presiones.
- ◆ Punto Crítico, donde se unen las curvas mencionadas anteriormente, que son la presión y temperatura máximas, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio como se muestra en la Figura 1.10.

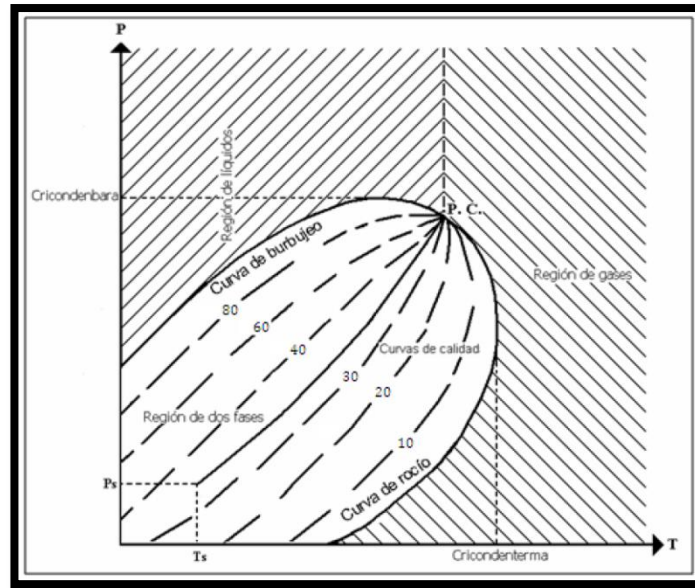


Figura 1.10 Componentes de una envolvente de fases (Ing. Mario Becerra, 2011).

La envolvente de fases divide el diagrama en tres regiones:

- ◆ Región de Líquidos: está situada fuera de la envolvente de fases y a la izquierda de la isoterma crítica.
- ◆ Región de Gases: se encuentra fuera de la envolvente de fases y a la derecha de la isoterma crítica.
- ◆ Región de dos Fases: se encuentra encerrada por la envolvente de fases.

Dentro de la envolvente de fases, se encuentran todas las combinaciones de presión y temperatura en las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, en esta zona existen las llamadas curvas de calidad, que indican el porcentaje del total de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido; todas estas curvas inciden en el punto crítico.

Existen dos líneas denominadas cricondenterma y la cricondenbara indica la temperatura y presión máximas respectivamente, a las cuales pueden existir dos fases en equilibrio.



## ACEITE NEGRO

Los aceites negros están formados por una variedad de especies químicas que incluyen moléculas largas de carbonos, pesadas y no volátiles. Cabe mencionar, que el término de aceite negro no implica que dicho aceite sea necesariamente negro. A este tipo de fluido del yacimiento se le conoce como aceite ordinario o aceite crudo de bajo encogimiento.

El diagrama de fases más común de un aceite negro se presenta en la Figura 1.11, mostrando una línea isotérmica para una reducción en la presión del yacimiento; en forma similar, se indica la presión y temperatura a las condiciones de separación en la superficie. Las líneas de calidad se encuentran separadas presentando una distancia casi constante dentro de la envolvente de fases. El volumen de gas se calcula en base a un 100% menos el volumen de líquido. El agua se encuentra siempre en los yacimientos, sin embargo, en esta sección no se consideran aspectos para el agua.

Cuando la presión del yacimiento se encuentra dentro del rango de la línea 1-2, el aceite se denomina aceite bajosaturado, esto significa que el aceite en el yacimiento es capaz de disolver más gas si este último estuviese presente.

Cuando la presión en el yacimiento se localiza en el punto 2 de la línea vertical 1-2-3, el aceite se encuentra en el punto de burbuja y se denomina aceite saturado, aunque es un caso especial de saturación en el cual la primera burbuja de gas libre se forma en el yacimiento.

Conforme se explota el yacimiento a condiciones normales, la presión declina a lo largo de la línea 2-3 liberando gas adicional, formando una fase de gas libre en el sistema.

Similarmente, conforme la presión declina durante el trayecto del punto 2 hacia el separador en superficie se libera gas del aceite, obteniendo gas y aceite en superficie; sin embargo, las condiciones de presión y temperatura del separador indican que una cantidad relativamente grande de líquido se obtiene en la superficie.

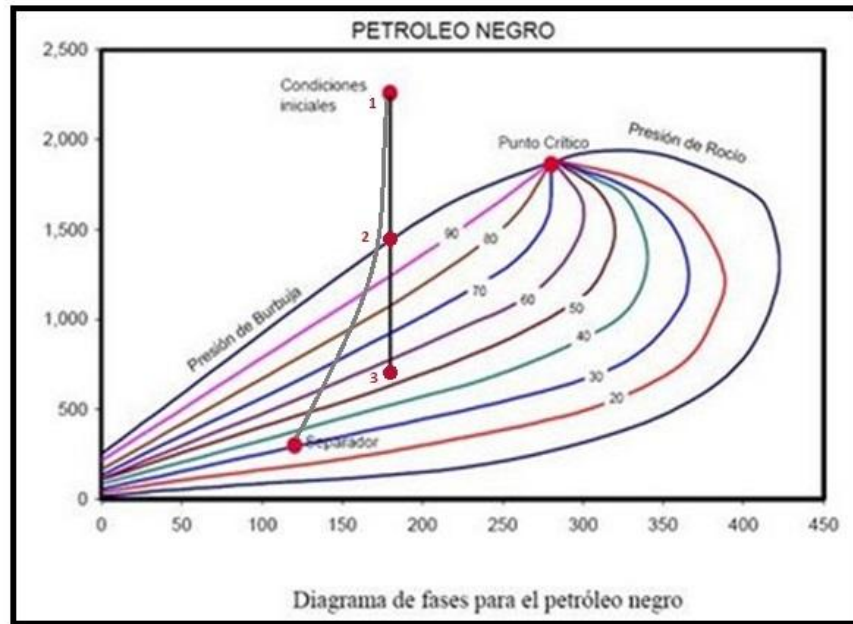


Figura 1.11 Diagrama de Fases de un Aceite Negro (portaldelpetroleo.com).

#### ACEITE VOLÁTIL

Estos aceites contienen pocas moléculas pesadas y mayor cantidad de moléculas intermedias (definidas como etano, propano, butanos, pentanos y hexanos) en relación con las que contienen los aceites negros. Los aceites volátiles también se conocen como aceites crudos de alto encogimiento o aceites cercanos al punto crítico.

El gas que se obtiene de fluidos de aceite volátil es muy rico en componentes intermedios y dado que libera una gran cantidad de líquido conforme se mueve hacia la superficie a través de las tuberías de producción, generalmente se define como gas condensado (retrogrado).

Aproximadamente la mitad del líquido que se obtiene de la producción en el tanque de almacenamiento a lo largo de la vida de explotación de un yacimiento que contiene aceite volátil, se extrae del gas que entra de la zona productora hacia el pozo.

La Figura 1.12 presenta un diagrama común del comportamiento de fases para un aceite volátil, conteniendo una línea isotérmica al reducir la

presión del yacimiento y llevado hasta las condiciones del separador en superficie. Este diagrama de fases es algo diferente respecto al mostrado para el aceite negro; el rango de temperaturas que cubre es más pequeño, sin embargo, la localización del punto crítico es de mayor interés. La temperatura crítica,  $T_c$  está muy cerca de la temperatura del yacimiento,  $T_y$ .

Las curvas de calidad para el porcentaje de líquido se encuentran regularmente espaciadas, encontrándose más adentro del diagrama de fase, sin embargo, estas se encuentran menos espaciadas regularmente conforme se acerca hacia arriba a lo largo de la línea de puntos de burbuja.

La línea 1-2-3 muestra a temperatura constante la trayectoria que se obtendría en el yacimiento, provocada por una reducción en la presión, originada por la explotación de los fluidos. Una reducción pequeña en la presión por debajo del punto de burbuja, provoca la liberación de una significativa cantidad de gas en el yacimiento.

Para un aceite volátil por debajo de la presión del punto de burbuja, caídas de presión de solo 100 a 200 [lb/pg<sup>2</sup>] provocarían una liberación aproximada al 50% del gas disuelto en el aceite a condiciones del yacimiento.

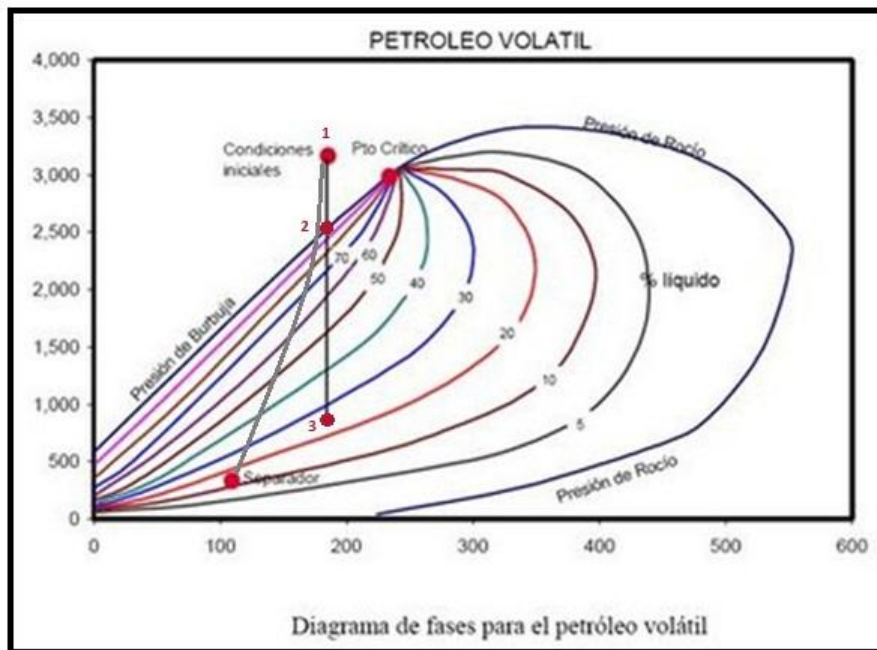


Figura 1.12 Diagrama de Fases de un Aceite Volátil (portaldelpetroleo.com).

## GAS RETRÓGADO Y CONDENSADO

A los gases retrógrados también se les denomina como gas retrogrado-condensado, gases condensados retrógrados, condensados del gas o condensados. Inicialmente, a condiciones de yacimiento, el fluido se encuentra en estado gaseoso y presenta un comportamiento retrogrado. Al liquido producido a condiciones del tanque de almacenamiento a partir de yacimientos de gas retrogrado se le denomina condensado.

La Figura 1.13 presenta un diagrama común de un gas retrogrado y condensado con una línea vertical isotérmica 1-2-3 al reducir la presión del yacimiento y las condiciones del separador en la superficie. Se observa que el diagrama de fases es más pequeño que el de un aceite negro. El punto crítico se localiza más hacia la izquierda inferior del diagrama. Estos cambios del diagrama de fases y del punto crítico son resultado de que los gases retrógrados contengan una menor cantidad de hidrocarburos pesados respecto a los aceites negros.

El gas retrogrado se encuentra totalmente en forma de gas a condiciones iniciales del yacimiento. Conforme la presión del yacimiento decrece debido a la explotación, el gas retrogrado alcanza el punto de rocío; reducciones de presión subsecuentes, inician la condensación de liquido a partir del gas, formando una cantidad apreciable de liquido libre (condensado) en el yacimiento. Este condensado libre, normalmente no fluiría hacia los pozos productores y comenzara a formar un anillo de condensados dentro del yacimiento lo que podría obstruir el flujo de fluido hacia los pozos y ocasionar una menor recuperación de hidrocarburos.

Siguiendo la trayectoria de la línea 1-2-3 en el yacimiento sobre el siguiente diagrama, se observa que en algún punto a presión baja, el líquido (condensado) en el yacimiento inicia a revaporizarse. Este fenómeno se observa a condiciones experimentales en laboratorio, sin embargo, no se presenta con bastante efecto a condiciones del yacimiento durante la explotación, debido a que la composición total del fluido del yacimiento cambia.

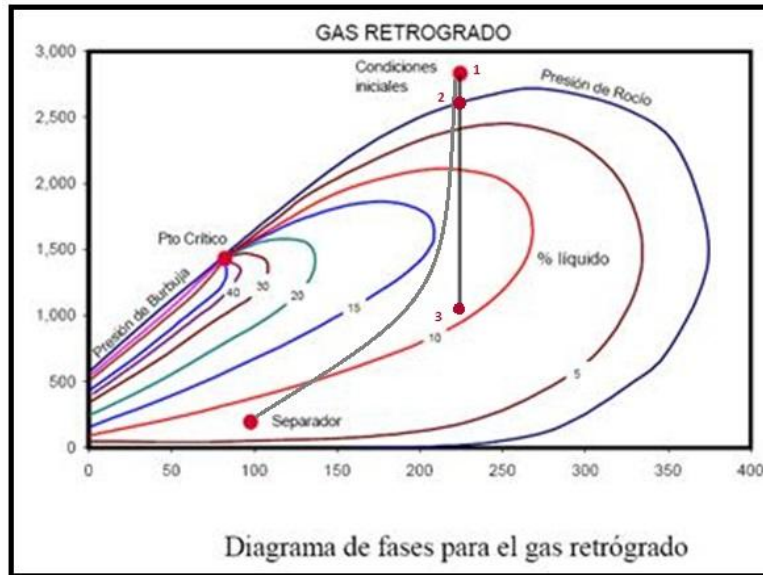


Figura 1.13 Diagrama de Fases para el Gas Retrógrado y Condensado ([portaldelpetroleo.com](http://portaldelpetroleo.com)).

#### GAS HÚMEDO

La palabra húmedo en gases húmedos no significa que el gas está húmedo con agua, esto se refiere al líquido hidrocarburo que se condensa a condiciones de superficie. En realidad, todos los yacimientos de gas se encuentran normalmente saturados con agua.

La Figura 1.14 presenta la envolvente del diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos, predominantemente formada por componentes ligeros, cae por debajo de la temperatura del yacimiento. Teóricamente, la trayectoria de la caída de presión isotérmica en el yacimiento, no entra a la envolvente de fases, esto implica que no se formará líquido (condensado) a las condiciones prevalecientes en el yacimiento, sin embargo, en algunos yacimientos se ha determinado que se forma algo de líquido, por lo que la trayectoria de la caída de presión isotérmica en el yacimiento sí podría entrar a la envolvente de fases.

De igual manera, a las condiciones de separación en la superficie la trayectoria de producción entra a la región de dos fases, lo que origina que se forme líquido (condensado) en la superficie.

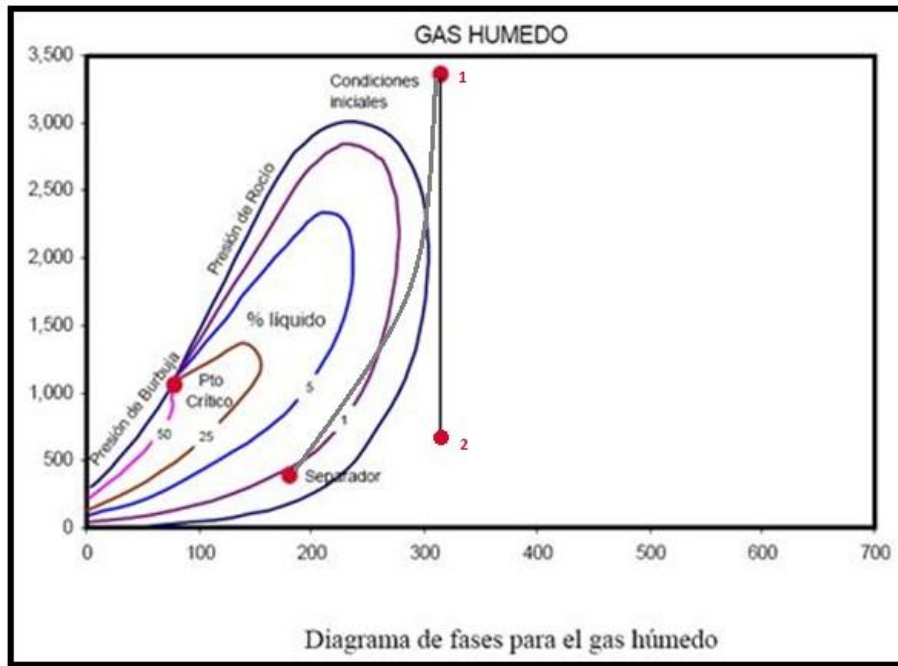


Figura 1.14 Diagrama de Fases del Gas Húmedo (portaldelpetroleo.com).

#### GAS SECO

La palabra seco, indica que el gas no contiene suficientes moléculas de hidrocarburos pesados para formar líquidos a condiciones de presión y temperatura de superficie. El gas seco está principalmente formado por metano con algunos componentes intermedios.

La Figura 1.15 es un diagrama común de presión-temperatura para un gas seco, observando una línea vertical de caída de presión isotérmica 1-2 y a condiciones de separador. A condiciones de presión y temperatura del yacimiento, la mezcla de hidrocarburos solo se encuentra presente en la fase gas; de igual manera, a las condiciones de separación en la superficie, teóricamente solo se obtiene gas. Esto implica que las trayectorias de producción tanto a condiciones de yacimiento 1-2 como de superficie (separador) no cruzan la envolvente de fases.

Por lo tanto, no se forma líquido (condensado) tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie. Sin embargo, se observa que

en algunos yacimientos de gas seco se podría formar una cantidad insignificante de condensado a condiciones de superficie.

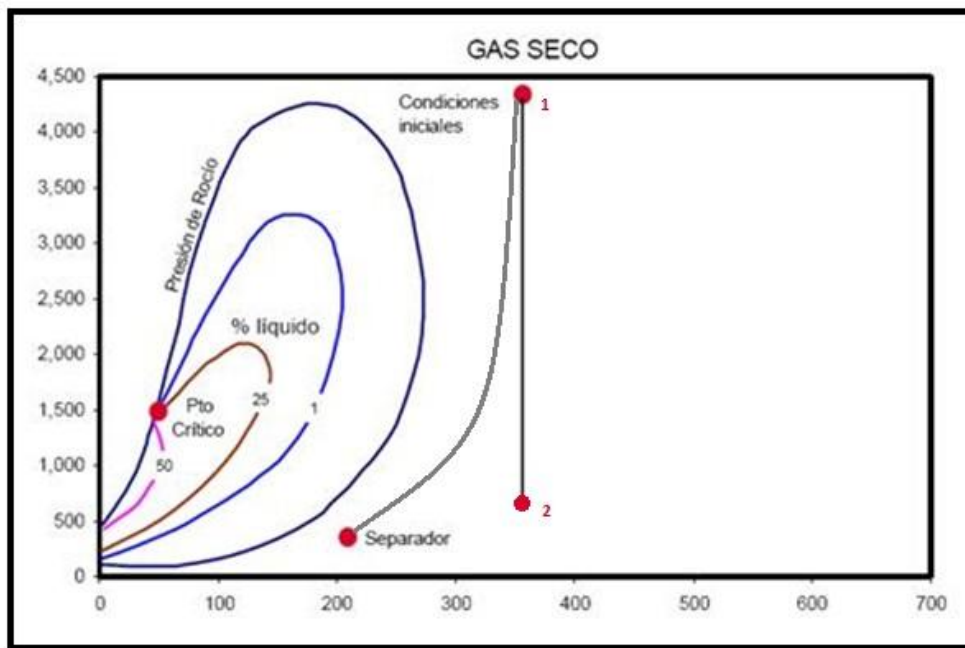


Figura 1.15 Diagrama de Fases del Gas Seco (portaldelpetroleo.com).

Cabe mencionar que la línea 1-Separador representa el proceso de explotación del yacimiento a la superficie.

## 1.9 DEFINICIÓN DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

Los crudos pesados y extrapesados son recursos energéticos no convencionales debido a la dificultad que presentan en su extracción y el bajo valor económico comparado con crudos convencionales (medianos y/o ligeros). Según el departamento de Energía de los Estados Unidos de América, los crudos pesados se definen como aquellos que presentan una densidad en °API entre 10 y 22.3; mientras que los extrapesados tienen una densidad en °API menor de 10 (Figura 1.16).

Estos tipos de crudos se caracterizan por tener densidades altas, fracciones de componentes pesados, principalmente asfáltenos y parafinas

con presencia de vanadio, níquel y azufre, baja relación gas-aceite (RGA), además de un bajo contenido de hidrógeno y alto contenido de carbono y sulfuro, su viscosidad fluctúa entre 20 [cp] y 1, 000,000 [cp].

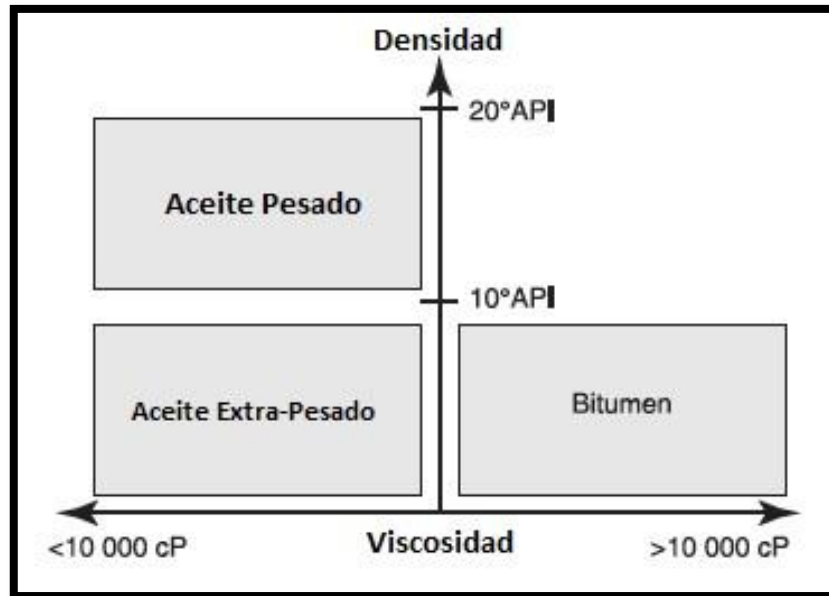


Figura 1.16 Densidad API y Viscosidad de Aceites Pesados y Extrapesados (Modificada de Schlumberger).

La viscosidad es una característica muy importante a considerar, ya que esta propiedad del fluido es la que más afecta los costos de producción, recuperación y transporte; esta se define como la magnitud física que mide la resistencia que opone un fluido al movimiento, por tanto, entre más viscoso sea un crudo más difícil será su explotación. Debido a que la temperatura afecta directamente a la viscosidad, la temperatura es un factor predominante al momento de explotar un yacimiento y se ve reflejado en el auge del desarrollo de métodos de recuperación de hidrocarburos, conocidos como métodos térmicos.

Los aceites pesados y extrapesados se originan igual que los crudos convencionales; es decir, la mayoría de los hidrocarburos comienzan con densidades de entre 30 y 40 °API, pero al migrar a una región cercana a la superficie, los encontramos generalmente en yacimientos someros y



formaciones geológicamente jóvenes, Pleistoceno, Plioceno y Mioceno, las cuales poseen sellos menos efectivos, lo que provoca que se pierdan sus fracciones ligeras, principalmente por el proceso de biodegradación.

La biodegradación induce la oxidación del crudo reduciendo la relación gas-aceite (RGA) e incrementando la acidez, la densidad, la viscosidad, el contenido de azufre y otros metales pesados; debido a esto, los hidrocarburos pierden una importante fracción de su masa original.

Algunos otros mecanismos de formación de crudos pesados son:

- ◆ El arrastre por agua: Se presenta cuando el agua de formación remueve los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua.
- ◆ Fraccionamiento de gases: Se da cuando existe una roca sello de pobre calidad que permita la volatilización de los compuestos ligeros.

Ambos procesos separan las fracciones ligeras por medios físicos más que biológicos. En cualquier ambiente de depósito, la combinación correcta de agua, temperatura y microorganismos, pueden producir la degradación y la formación de crudo pesado (Flores, Jessica. 2008).



## CAPÍTULO 2 RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO Y EN EL MUNDO.

Para la actualización anual de reservas remanentes de hidrocarburos del país, PEMEX utiliza definiciones y conceptos basados y establecidos por organizaciones internacionales. Para el caso de reservas probadas, la definición corresponde a la establecida por la *Securities and Exchange Commission (SEC)*; en el caso de las reservas probables y posibles se emplean definiciones de la SPE-PRMS emitidas por la *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, *American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, *Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)* y el *World Petroleum Council (WPC)* que son organizaciones técnicas en donde México participa.

Las reservas son uno de los pilares de las finanzas y planeación de todas las compañías petroleras; estas se encuentran concentradas en distintas regiones del mundo. El volumen de estas no siempre es el mismo, ya que varían dependiendo de los descubrimientos derivados de la actividad de exploración, avances tecnológicos, ritmos de producción, reclasificación de reservas, y por supuesto, el precio del petróleo, que es un factor importante en la determinación de las reservas, porque por ejemplo, esta se clasifica de probable a posible si el precio resulta atractivo para el inversionista (De la Cerda, A. H., 2014).

Para la estimación de reservas se consideran todos estos elementos para la determinación de su valor económico; si este es positivo, los volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables, por lo tanto se consideran reservas; en caso contrario, que el valor económico que se determine sea negativo, los volúmenes pueden constituirse como recursos contingentes.

## 2.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA CLASIFICACION DE RESERVAS

### RECURSOS PETROLEROS

Son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo; sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable de dichas cantidades. A la cantidad de hidrocarburos estimada desde un principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total; así mismo, a sus porciones recuperables se le conoce como recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. El concepto de reserva constituye una parte de los recursos, es decir, acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables. En la Figura 2.1 se muestra como se encuentran clasificados los recursos y las reservas.

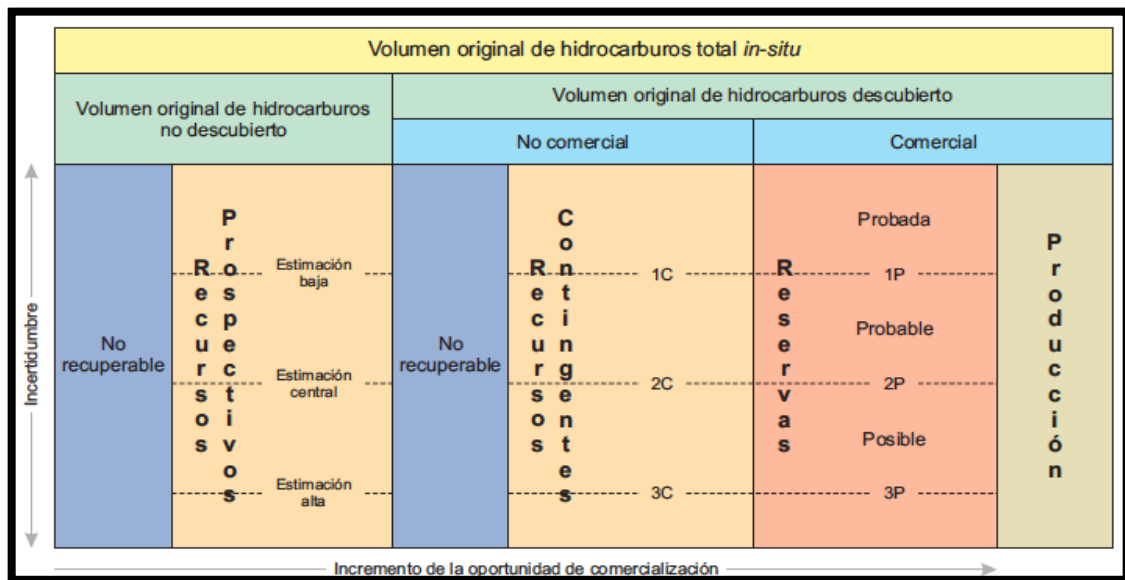


Figura 2.1 Clasificación de Recursos y Reservas (PEMEX, 2013).

---

## VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS TOTAL IN-SITU

Este volumen es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperable o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, así como también a volúmenes estimados de yacimientos que pueden ser descubiertos.

---

## VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS NO DESCUBIERTO

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima se encuentra contenida en yacimientos que todavía no se descubren pero que han sido inferidos, a una cierta fecha. Se le denomina recurso prospectivo a la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubiertos.

---

## VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS DESCUBIERTO

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una cierta fecha, está contenida en acumulaciones conocidas antes de su producción. Este puede clasificarse en comercial y no comercial. Una acumulación es comercial cuando genera un valor económico positivo como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos.

La parte recuperable del volumen original de hidrocarburos descubiertos se le denomina reserva o recurso contingente, dependiendo de su viabilidad comercial.

---

## RECURSOS PROSPECTIVOS

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que aún no han sido descubiertas pero que son inferidas y se estima una porción recuperable mediante proyectos de desarrollo futuros.

La cuantificación de estos recursos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde ya ha sido descubierto y hasta producido un cierto volumen de hidrocarburos.

---

## RECURSOS CONTINGENTES

Son las cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones ya conocidas pero el proyecto no está considerado para su desarrollo comercial, debido a una o más razones, por ejemplo, proyectos para los cuales no existe un mercado viable en la actualidad, donde la recuperación depende de tecnologías que aún se encuentran en desarrollo, o donde la evaluación del yacimiento es insuficiente para evaluar claramente su comercialidad.

---

## RESERVAS

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas. Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, ser comerciales y mantenerse sustentadas en proyectos de desarrollo.

Las reservas pueden ser categorizadas de acuerdo al nivel de certidumbre en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas (Figura 2.2).

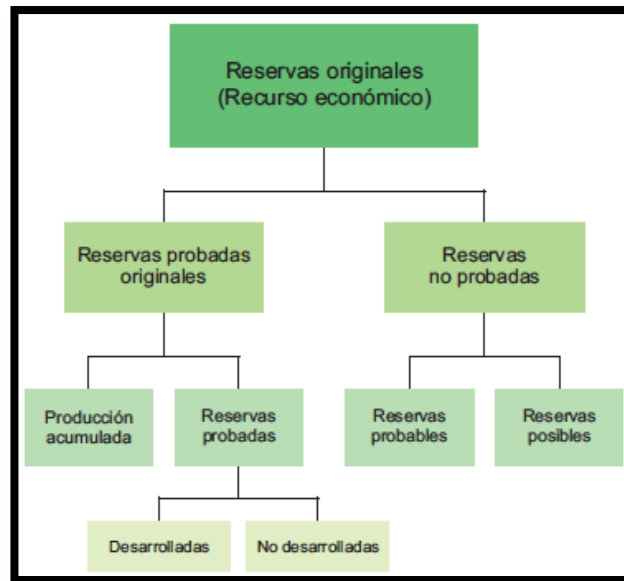


Figura 2.2 Clasificación de Reservas Originales (PEMEX, 2013).

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no cumplan con los requerimientos de comercialización son clasificadas como recursos contingentes.

## RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos de gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran que serán recuperadas comercialmente en años futuros bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

Las reservas desarrolladas son aquellas que se espera sean recuperadas de pozos existentes y que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. Las reservas no desarrolladas son aquellas que se espera serán recuperadas mediante pozos nuevos en áreas aún no

perforadas, o en donde se requiere una inversión ligeramente mayor para terminar los pozos existentes y/o construir instalaciones necesarias para iniciar la producción y transportar el hidrocarburo; actualmente la SEC da un plazo máximo de 5 años para comenzar con la explotación de estas reservas, si esta condición no es satisfecha, se deberá reclasificar esta reserva a la categoría de reservas probables.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, por ello es que es de importancia adoptar las definiciones emitidas por la SEC.

---

#### RESERVAS NO PROBADAS

Son volúmenes de hidrocarburos que se encuentran evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no prevalecen durante la evaluación. En situaciones donde no se consideren entrar en desarrollo inmediato, estos volúmenes descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

---

#### RESERVAS PROBABLES

Son las reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles a ser comercialmente recuperables. De emplear método probabilístico para la evaluación, existe la posibilidad de al menos el 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayor que la suma de las reservas probadas más



las probables. Se deben cumplir las siguientes condiciones para poder clasificar a las reservas como probables:

- a) Reservas localizadas en áreas donde la formación productora se encuentre separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- b) Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.
- c) Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.
- d) Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con menor espaciamiento al momento de la evaluación.

---

#### RESERVAS POSIBLES

Son los volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible la recuperación comercial que las reservas probables.

De acuerdo con esta definición, al usar método probabilístico, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. Las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- a) Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.
- b) Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base al análisis de núcleos y registros de pozos.
- c) Reservas adicionales por perforación intermedia, la cual está sujeta a incertidumbre técnica.
- d) Reservas incrementales atribuidas a esquemas de recuperación secundaria o mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no se encuentra en operación, y las características de la roca y fluido del yacimiento son tales que existe duda de que el proyecto se ejecute.
- e) Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y donde la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.

## 2.2 RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO

Como se mencionó anteriormente, las reservas probadas son las que sustentan los proyectos de inversión, por lo que sólo haremos mención a estas, dejando de lado lo que son las reservas probables y las posibles.

Las reservas probadas de aceite crudo, al 1 de enero de 2013, equivalen a 10,073.2 millones de barriles.

Con relación a la clasificación de aceite, las reservas probadas de aceite pesado son las de mayor concentración debido a que contribuyen con el 61% del total nacional y se ubican principalmente en la Región Marina Noreste ya que representa el 88.5% del total de reservas de aceite pesado del país.

En la Tabla 2.1 se puede apreciar la clasificación de las reservas probadas de aceite pesado.

Tabla 2.1 Clasificación de Reservas Probadas de Aceite Pesado en México (Modificada de PEMEX, 2013).

Año	Región	Aceite Pesado [mmb]
2010	Marina Noreste	6,039.2
	Marina Suroeste	113.2
	Norte	276.3
	Sur	53.8
	<b>Total</b>	<b>6,482.5</b>
2011	Marina Noreste	5,636.9
	Marina Suroeste	111.5
	Norte	314
	Sur	88.3
	<b>Total</b>	<b>6,150.5</b>
2012	Marina Noreste	5,472.7
	Marina Suroeste	101.1
	Norte	440.7
	Sur	103.5
	<b>Total</b>	<b>6,118.1</b>
2013	Marina Noreste	5,445.9
	Marina Suroeste	98.6
	Norte	498.4
	Sur	108.2
	<b>Total</b>	<b>6,151.2</b>

Las reservas probadas desarrolladas de aceite al 1 de enero del 2013, se estiman en 6,950.5 millones de barriles. Los mayores volúmenes de reservas se localizan en la Región Marina Noreste con el 64.6% del total nacional. Según la conformación de la reserva probada desarrollada de aceite, a nivel nacional el 67.4% de la misma es de aceite pesado. En un contexto regional, 94.5% de la reserva probada desarrollada de aceite

pesado corresponde a la Región Marina Noreste. La Tabla 2.2 muestra la clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite pesado.

Tabla 2.2 Clasificación de Reservas Probadas Desarrolladas de Aceite Pesado en México (Modificada de PEMEX, 2013).

Año	Región	Aceite Pesado [mmb]
2010	Marina Noreste	4,645.2
	Marina Suroeste	0
	Norte	144.4
	Sur	24.7
	<b>Total</b>	<b>4,814.3</b>
2011	Marina Noreste	4,265.2
	Marina Suroeste	0
	Norte	169.8
	Sur	41.3
	<b>Total</b>	<b>4,476.3</b>
2012	Marina Noreste	4,278
	Marina Suroeste	0
	Norte	175.7
	Sur	39.4
	<b>Total</b>	<b>4,493.1</b>
2013	Marina Noreste	4,430.6
	Marina Suroeste	0
	Norte	206.4
	Sur	49.9
	<b>Total</b>	<b>4,686.8</b>

## 2.2.1 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

### *Región Marina Noreste*

Geográficamente, la región se localiza en el Suroeste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los

estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie aproximada de 166, 000 km<sup>2</sup> e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México, como se muestra en la Figura 2.3. Cantarell y Ku-Maloob-Zaap son los activos que constituyen a esta región.



Figura 2.3 Ubicación geográfica de la Región Marina Noreste (PEMEX, 2013).

Al 1 de enero de 2013, las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la región registran valores de 4,487.6 y 1,051.5 millones de barriles de aceite respectivamente. Considerando la densidad del crudo, las reservas probadas de aceite crudo ocupa el 98.3% de la reserva con una cantidad de 5,445.9 millones de barriles, mientras que el 1.7% restante del total probado de la región lo compone aceite ligero.

Tabla 2.3 Composición de las Reservas de Aceite Pesado por Activo de la Región Marina Noreste (Modificada de PEMEX, 2013).

Reserva	Activo	Aceite Pesado [mmb]
1P	Cantarell	1,959.9
	Ku-Maloob-Zaap	3,486
	<b>Total</b>	<b>5,445.9</b>
2P	Cantarell	3,382.7
	Ku-Maloob-Zaap	4,971.3
	<b>Total</b>	<b>8,354</b>
3P	Cantarell	4,872.5
	Ku-Maloob-Zaap	6,498.1
	<b>Total</b>	<b>11,370.7</b>

### Región Marina Suroeste

En términos geográficos, la región se localiza en aguas territoriales que comprenden la plataforma y el talud continental del Golfo de México. Su extensión es de 352, 390 km<sup>2</sup> aprox. Colinda al Sur con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche; al Este con la región Marina Noreste; y al Norte y Poniente con aguas territoriales nacionales, como se aprecia en la Figura 2.4. Los activos integrales que conforman esta región son los de Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco y Holok-Temoa.



Figura 2.4 Ubicación geográfica de la Región Marina Suroeste (PEMEX, 2013).

Las reservas probadas de aceite al 1 de enero de 2013 para la Región marina Suroeste ascienden a 1,390.6 millones de barriles, lo que representa el 13% de la reserva probada del país.

La reserva probada de aceite de la región está constituida, por 98.6 millones de barriles de aceite pesado, equivalente solamente al 7.5% de la reserva; mientras que el aceite ligero abarca el 63.9% y el superligero es de 28.6% del total de la región.

**Tabla 2.4 Composición de las Reservas de Aceite Pesado por Activo de la Región Marina Suroeste (Modificada de PEMEX).**

Reserva	Activo	Aceite Pesado [mmb]
1P	Abkatún-Pol-Chuc	9.9
	Litoral de Tabasco	89
	<b>Total</b>	<b>98.9</b>
2P	Abkatún-Pol-Chuc	133
	Litoral de Tabasco	259.7
	<b>Total</b>	<b>392.7</b>
3P	Abkatún-Pol-Chuc	277.4
	Litoral de Tabasco	481.3
	<b>Total</b>	<b>758.7</b>

### **Región Norte**

Esta región presenta la mayor extensión territorial con 3.7 millones de km<sup>2</sup> incluyendo una porción terrestre y otra marina. De acuerdo a la Figura 2.5, se encuentra en la parte Norte de la República Mexicana y colinda al Norte con Estados Unidos de América y sus aguas territoriales del Golfo de México al Norte, al Sur con el río Tesechoacán ubicado en el estado de Veracruz y un límite convencional que se prolonga en forma horizontal a partir de dicha referencia hacia la costa del Océano Pacífico y se extiende hasta el límite de las aguas territoriales, al Oriente con la línea de costa del Estado de Veracruz, la isobata de 500 metros del Golfo de México y los

límites convencionales de los proyectos exploratorios Tlanacán y Pulhman, y al Occidente con aguas internacionales del Océano Pacífico.

Administrativamente está conformado por los activos de producción Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica-Altamira y Veracruz, además del Activo Integral Burgos, así como por los activos de exploración Aguas Profundas Norte y Tampico-Misantla-Golfo.



Figura 2.5 Ubicación geográfica de la Región Norte (PEMEX, 2013).

Al 1 de enero de 2013, la Región Norte presenta una reserva probada de aceite de 934.5 millones de barriles. Así mismo, las reservas probadas desarrolladas suman 370.8 millones de barriles de aceite, mientras que las reservas probadas no desarrolladas de aceite alcanzan 563.7 millones de barriles.

A nivel nacional, la reserva probada de aceite de la Región Norte comprende solo el 9.3%. A nivel regional, 68.1% de la reserva probada de aceite se concentra en los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo.



Tabla 2.5 Composición de las Reservas de Aceite Pesado por Activo de la Región Norte (Modificada de PEMEX).

Reserva	Activo	Aceite Pesado [mmb]
1P	Aceite Terciario del Golfo	345.8
	Burgos	0
	Poza-Rica-Altamira	144.5
	Veracruz	8.2
	<b>Total</b>	<b>498.5</b>
2P	Aceite Terciario del Golfo	1,516.1
	Burgos	0
	Poza-Rica-Altamira	193.4
	Veracruz	11.2
	<b>Total</b>	<b>1720.7</b>
3P	Aceite Terciario del Golfo	3,009.1
	Burgos	0
	Poza-Rica-Altamira	647.4
	Veracruz	14.6
	<b>Total</b>	<b>3671.1</b>

### **Región Sur**

Comprende la totalidad de los estados de Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo y parte de Veracruz, Oaxaca y Guerrero; así como el mar territorial y zona económica exclusiva. Colinda al Norte con la Región Norte en el paralelo 18 grados, con la Región Marina Suroeste y la región Marina Noreste, al Oriente con la Región Marina Suroeste y la Región Marina Noreste, al Sureste con Belice y Guatemala; al Sur y Poniente con el Océano Pacífico. Su superficie se constituye en 921,489 km<sup>2</sup> como se puede notar en la Figura 2.6.

Esta Región está constituida administrativamente por cuatro activos de producción: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna.



Figura 2.6 Ubicación geográfica de la Región Sur (PEMEX, 2013).

Las reservas probadas de aceite de la región, al 1 de enero del 2013, se situaron en 2,290 millones de barriles de aceite. Las reservas probadas desarrolladas de aceite alcanzaron 1,392.9 millones de barriles, mientras que las reservas probadas no desarrolladas alcanzaron 897.1 millones de barriles de aceite.

Los aceites de tipo ligero y superligero dominan la composición de la región, mientras que la contribución del aceite pesado alcanza solamente el 4.7% con una cantidad de 108.2 millones de barriles.

Tabla 2.6 Composición de las Reservas de Aceite Pesado por Activo de la Región Sur (Modificada de PEMEX).

Reserva	Activo	Aceite Pesado [mmb]
1P	Bellota-Jujo	25
	Cinco Presidentes	19
	Macuspana-Muspac	2.3
	Samaria-Luna	62
	<b>Total</b>	<b>108.3</b>
2P	Bellota-Jujo	28.1
	Cinco Presidentes	20.4
	Macuspana-Muspac	3.1
	Samaria-Luna	118.2
	<b>Total</b>	<b>169.8</b>
3P	Bellota-Jujo	30.3
	Cinco Presidentes	20.4
	Macuspana-Muspac	3.1
	Samaria-Luna	239.7
	<b>Total</b>	<b>293.5</b>

## 2.3 RESERVAS DE ACEITE PESADO EN EL MUNDO

El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a  $13 \times 10^{12}$  trillones de barriles. El petróleo convencional representa sólo un 30% del total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen, como podemos apreciar en la Figura 2.7.

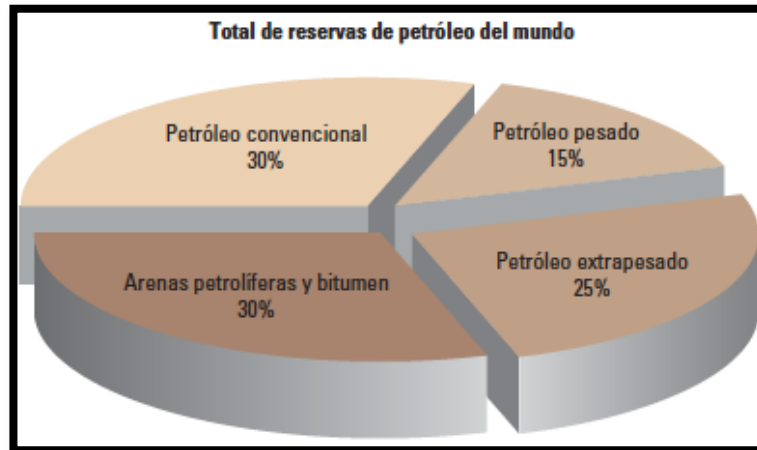


Figura 2.7 Total de Reservas de petróleo del mundo (Schlumberger, 2011).

De los 6 a 9 billones de barriles de petróleo pesado, extrapesado y bitumen que existen en el mundo, las acumulaciones más grandes están presentes en ambientes geológicos similares. Se trata de depósitos someros súper gigantes, atrapados en los flancos de las cuencas de antepaís. Las cuencas de antepaís son depresiones enormes, formadas a raíz del hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis. Los sedimentos marinos de la cuenca se convierten en la roca generadora de los hidrocarburos que migran hacia arriba constituyendo sedimentos erosionados desde las montañas recién formadas. En estos sedimentos fríos y someros, el hidrocarburo es biodegradable. La biodegradación es la causa principal de la formación del petróleo pesado (Alboudwarej, H., et al., 2006).

Pitts (2012) afirma que el aceite pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos.

La acumulación de petróleo individual más grande que se conoce es la faja de aceite pesado del Orinoco, en Venezuela (Figura 2.8), con 1.2 billones de barriles de petróleo extrapesado de 6 a 12<sup>o</sup> API.



Figura 2.8 Ubicación de la Faja del Orinoco, en Venezuela ([www.reportero24.com](http://www.reportero24.com)).

Las acumulaciones combinadas de petróleo extrapesado de la cuenca del oeste de Canadá, en Alberta (Figura 2.9), totalizan 1.7 billones de barriles.



Figura 2.9 Ubicación de los yacimientos de aceite pesado y extrapesado en Alberta, en Canadá (Schlumberger)

Según la consultora especializada IHS CERA, América Latina tiene un 45% de sus reservas catalogadas como aceite pesado, por lo cual es la región con la mayor proporción de hidrocarburos no convencionales en sus reservas totales.

Países como Venezuela, Ecuador, México, Argentina, Colombia, Perú y Brasil tienen considerables reservas de crudo pesado y presentan un gran potencial para aumentar el suministro de dichos recursos. Sin embargo, también existen otras regiones del mundo en donde es posible encontrar grandes reservas de aceite pesado, como se puede apreciar en las siguientes Tablas.

**Reservas Posibles de Aceite Pesado en el mundo**

Tabla 2.7 Recursos de Aceite Pesado en el Continente Americano (Bnamericas, 2011).

País	Millones de Barriles
Canadá	2,550,000
Venezuela	2,200,000
México	137,000
Estados Unidos	125,000
Brasil	16,000
Colombia	12,000

Tabla 2.8 Recursos de Aceite Pesado en el Resto del Mundo (Bnamericas, 2011).

País	Millones de Barriles
Nigeria	454,000
Irak	447,000
China	402,000
Rusia	264,000
Kazajistán	253,000
Arabia Saudita	190,000
Kuwait	190,000
Irán	76,000

# CAPÍTULO 3 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS

Hoy en día existe un gran número de tecnologías aplicables a resolver la problemática de la explotación de crudos pesados y extrapesados.

En general, para la producción de crudos pesados y extrapesados, existen sólo dos grupos de métodos que permiten mejorar los factores de recuperación final de los yacimientos. Uno de ellos es el de los métodos térmicos, en el cual el objetivo principal es el de reducir la viscosidad del aceite incrementando su temperatura; el otro, es el de los métodos de producción en frío, el cual utiliza técnicas de bombeo, pozos horizontales, fracturamientos hidráulicos, mecanismos de gas disuelto, entre otros.

Para realizar la explotación de un yacimiento de crudo pesado y extrapesado, es necesario realizar un análisis técnico y uno económico para determinar cual es la mejor forma de realizar la explotación del yacimiento.

A continuación se hará una breve descripción de las tecnologías dedicadas a la explotación de aceite pesado.

## 3.1 MÉTODOS TÉRMICOS

El interés en los procesos de producción de crudo mediante métodos térmicos se ha incrementado notablemente, debido a los buenos resultados que se han obtenido. Contribuyen aproximadamente con un 67% a la producción mundial proveniente de métodos de recuperación mejorada.

Tienen la función de introducir calor (transferencia de energía térmica) a las formaciones para estimular la producción. El proceso que se tiene

dentro del yacimiento al aplicar estos métodos es: elevación drástica de la temperatura, expansión de los fluidos, vaporización de los líquidos, reducción de la viscosidad y aumento de la movilidad.

### 3.1.1 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (STEAMFLOODING)

La inyección de vapor es un método térmico de producción, en donde, para poder desplazar el aceite, se requieren por lo menos dos pozos, un pozo inyector y un pozo productor. En el primero se inyecta una cantidad deseada de vapor, generado en superficie, hacia el subsuelo, para desplazar el aceite hacia el o los pozos productores, donde es bombeado hacia la superficie. El vapor inyectado se extiende en una gran área del yacimiento, por lo que el porcentaje de recuperación del aceite es grande (Flores Morales, Jessica, 2008). Este proceso es muy costoso debido a que es necesario un suministro constante de vapor.

En la inyección de vapor, los mecanismos involucrados en la recuperación de aceite son complejos, ya que el mecanismo de desplazamiento no sólo implica procesos de desplazamiento de aceite, sino también, involucra alteraciones en las propiedades del aceite que ayudan a tener un desplazamiento más efectivo.

Existen diferentes mecanismos de desplazamiento durante un proceso de inyección de vapor, los cuales han sido identificados como: reducción de la viscosidad, variaciones en la presión capilar y permeabilidad, expansión térmica, segregación gravitacional, gas en solución y emulsiones (Martínez, Juan; González, Ricardo, 2011).

Durante este proceso se pueden encontrar algunos aspectos característicos en el yacimiento, como son los siguientes:

- ◆ El calor por conducción y convección aumenta la temperatura de los fluidos y la roca.
- ◆ La viscosidad de los fluidos disminuye.



- ◆ Los volúmenes de roca y de fluidos aumentan, por lo que se ven reducidas sus densidades.
- ◆ Se vaporiza una pequeña fracción, la de los crudos ligeros.
- ◆ Las fuerzas interfaciales se reducen.
- ◆ Las permeabilidades relativas del agua y aceite llegan a modificarse.

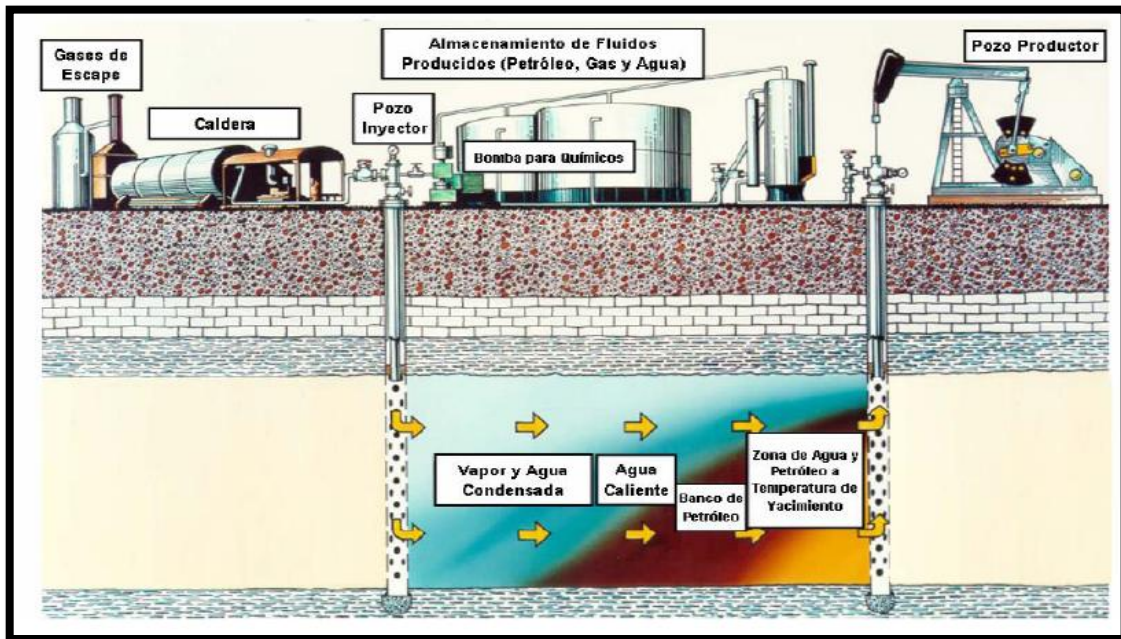


Figura 3.1 Descripción del proceso de inyección continua de vapor (CNH, 2013).

Estas características no se presentan uniformemente en el yacimiento, sino que se distribuyen por toda la extensión del mismo. Bajo condiciones ideales, la zona de vapor existe en la vecindad del pozo inyector, la cual se encuentra en la temperatura del vapor inyectado; la saturación de aceite en esta zona es muy baja. Enseguida se encuentra la zona de vapor condensado donde se da un barrido por agua caliente. Al final existe la zona inicial, donde la formación se encuentra a su temperatura original y el agua fría producto de la condensación del vapor, junto con el aceite barrido por las tres zonas, entran al pozo y son bombeados hacia la superficie. Todo este proceso se puede apreciar en la Figura 3.1.

Un beneficio que se obtiene al realizar este método de producción, es que con el uso de vapor, se realiza un lavado de los liners, y disparos, al igual

que se reduce la formación de depósitos en los pozos. Las posibles restricciones al flujo de la producción a través de los pozos son entonces reducidas.

### 3.1.2 ESTIMULACIÓN CÍCLICA CON VAPOR (CSS).

También conocido como CSS, por las siglas en inglés de *Cyclic Steam Stimulation* o como el método “*Huff and Puff*”, el cual consiste en la inyección de vapor a la formación por un determinado período de tiempo, una fase de remojo en la cual se cierra completamente el pozo por otro período de tiempo; y finalmente, se abre el pozo y es puesto en producción. El gasto de producción volverá a declinar en un cierto tiempo, por lo que el procedimiento se repetirá, completándose un ciclo. Normalmente se usan de 3 a 5 ciclos, aunque hay casos donde se pueden usar más.

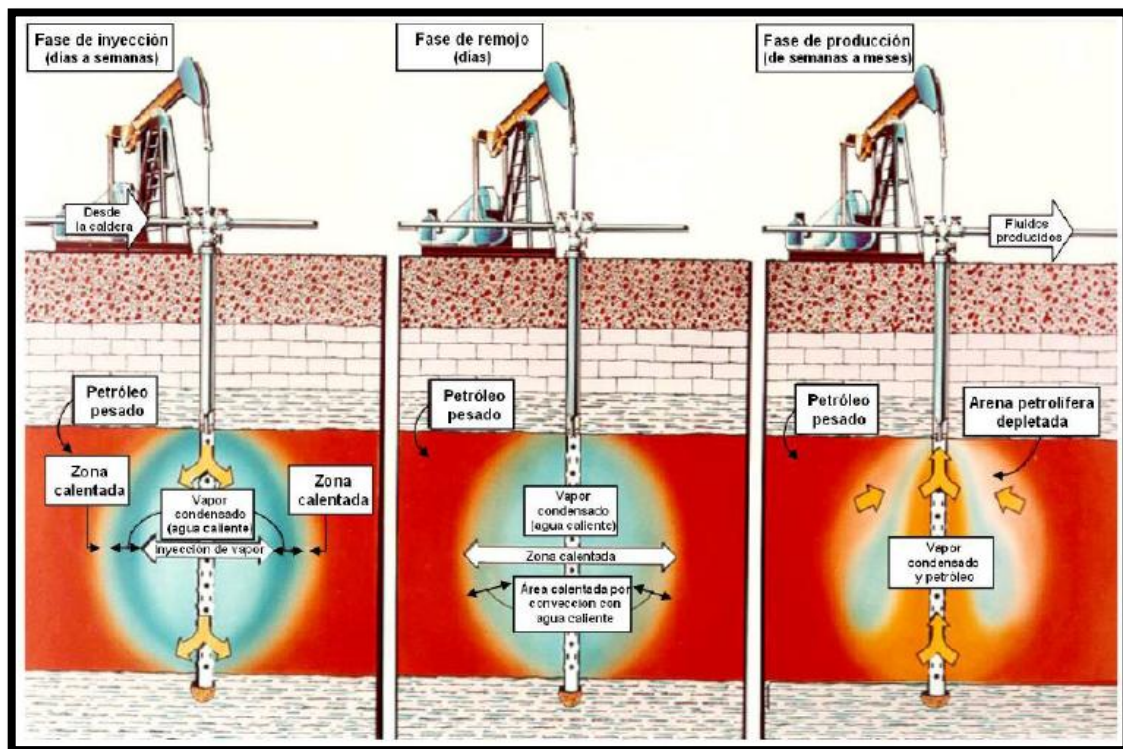


Figura 3.2 Partes en las que está dividida la Estimulación Cíclica con Vapor (CNH, 2013).

La estimulación cíclica con vapor se divide en tres partes como se muestra en la Figura 3.2, las cuales se describirán de manera breve a continuación:

- a) *Inyección de vapor.* En esta etapa el vapor es inyectado al yacimiento por un período no mayor a 30 días; por lo general el vapor posee una calidad del 65 al 80%, esto se refiere a la cantidad de agua que existe en el vapor y es un aspecto importante para asegurar que el calcio y las sales de magnesio se disuelvan en el agua para evitar problemas por corrosión en la tubería.
- b) *Paro de Inyección y Cierre del Pozo (Fase de Remojo).* En esta etapa el pozo se cierra para lograr que los gradientes térmicos se estabilicen, es decir, que el calor sea transferido del vapor al aceite. Este período dura aproximadamente de 5 a 30 días, para evitar que el calor se comience a perder hacia los alrededores del yacimiento.
- c) *Apertura del Pozo (Producción).* El pozo se vuelve a abrir para comenzar a producir la mezcla de aceite y agua caliente. Esta etapa dura de 1 a 12 meses, hasta que la producción disminuya a los niveles anteriores a la estimulación y el ciclo vuelva a repetirse (Figura 3.3).

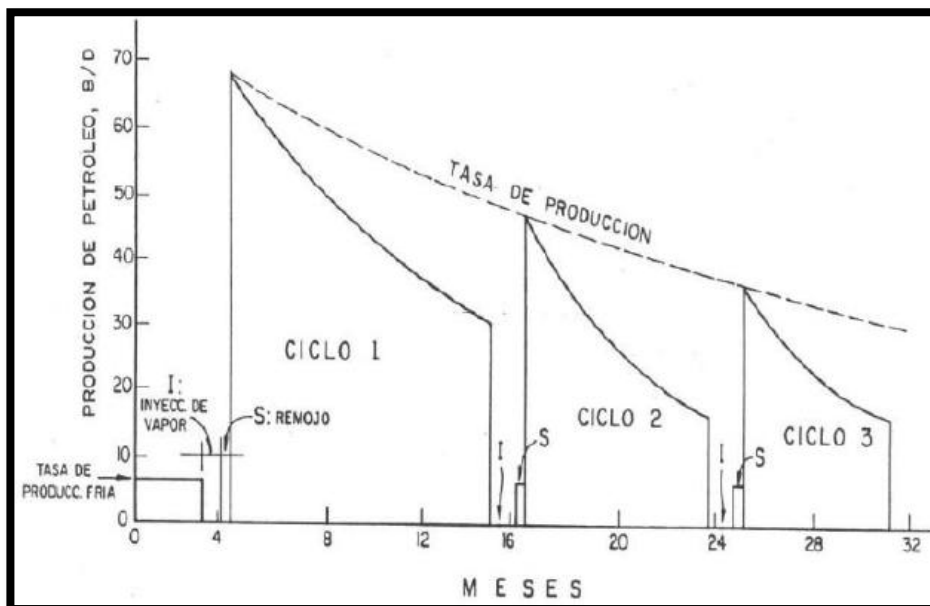


Figura 3.3 Comportamiento de los Ciclos en un proceso de Estimulación Cíclica con Vapor.

Estos tres pasos completan un ciclo; el número de ciclos que se usan en cada pozo depende de las características geológicas y petrofísicas de la formación y de las propiedades de los fluidos almacenados en el yacimiento.

Los mecanismos de desplazamiento en este proceso son: el gas en solución, la presión del yacimiento y la compresión de la formación. El porcentaje de recuperación es menor al 15%, sin embargo, en yacimientos de poca producción aumentan los gastos de producción considerablemente (Revana, Karthik, et. al., 2007).

### 3.1.3 DRENE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD).

Este método es también conocido como SAGD por las siglas en inglés de *Steam Assisted Gravity Drainage*, es una variante de la inyección de vapor, desarrollada para yacimientos donde el aceite pesado es esencialmente inmóvil. Hong, K. C. (1999) menciona que algunas de las características importantes para que un campo sea candidato a la implementación de este método son: alta porosidad, alta permeabilidad, baja saturación de agua, y un espesor productor de 10 a 40 metros.

Este método requiere dos pozos horizontales paralelos, la separación vertical entre los pozos debe ser de aproximadamente 5 metros. La longitud de los pozos varía, aunque la más usada normalmente es de 1 kilómetro. El pozo superior debe encontrarse cerca de la cima del yacimiento (Hong, K.C., 1999).

Al comienzo, el vapor circula en ambos pozos para calentar lo necesario el aceite en la vecindad de los pozos, para que éste fluya hacia el pozo inferior (el más profundo); después el pozo inferior pasa a convertirse en pozo productor. Se inyecta continuamente vapor en el pozo superior asegurándose que el vapor sea inyectado por debajo de la presión de fractura de la formación; esto gradualmente crea una cámara de vapor

proporcionando calor a lo largo de todo el yacimiento, mientras que el pozo inferior se encuentra produciendo el aceite caliente.

El aceite caliente y el agua condensada del vapor se desplazan hacia el pozo productor por efecto de la segregación gravitacional. El SAGD, aparte de contrarrestar el efecto de viscosidad del aceite, también proporciona el desplazamiento necesario para que el aceite sea producido en función de la disminución de la presión del yacimiento.

La Figura 3.4 muestra el arreglo general del Drene Gravitacional Asistido por Vapor.

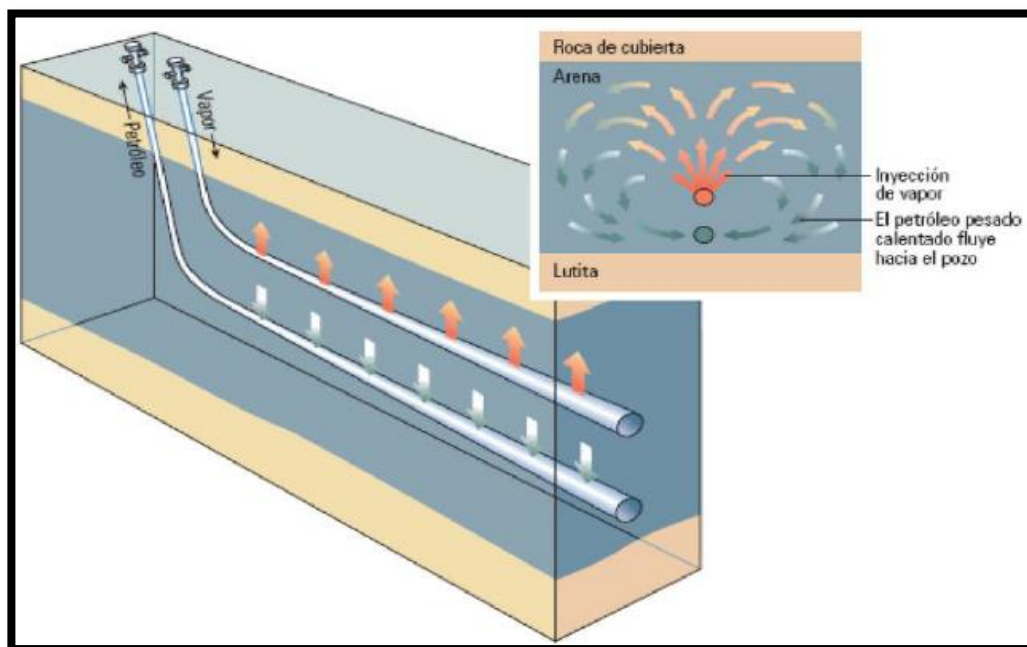


Figura 3.4 Drene Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD) (Schlumberger, 2011).

El SAGD es un método de producción de crudos pesados muy prometedor, ya que asegura un desplazamiento continuo del aceite gracias al mecanismo de desplazamiento de segregación gravitacional. El rango de eficiencia de recuperación de este método alcanza del 50 al 85%.

### 3.1.4 COMBUSTIÓN IN-SITU

Este método se basa en el principio de transmisión de energía calorífica a los hidrocarburos dentro del yacimiento, mediante la provocación de una reacción de combustión, en la cual se utiliza como combustible una pequeña parte del propio hidrocarburo inyectando aire al interior de la formación (Doraiah, Adabala., et al., 2007).

La reacción de combustión in-situ se mantiene mientras la inyección de aire a la formación no sea suspendida, debido a que el oxígeno presente en el aire se combina con el combustible, formando dióxido de carbono y agua, generando una gran liberación de calor.

El método más común es la combustión en donde el frente de combustión avanza en la misma dirección que el aire inyectado. El combustible consumido para crear calor proviene del mismo hidrocarburo del yacimiento, es un material residual denominado coque, que es la fracción de aceite menos deseada; el aire inyectado entra a la zona de combustión, donde reacciona con el mismo.

En la zona más alejada del frente de combustión, los gases generados en la reacción, el agua intersticial y los hidrocarburos volátiles son evaporados y transportados a la zona donde el agua y los hidrocarburos se condensan.

Para lograr una mayor eficiencia en el barrido de crudos pesados por combustión in-situ, el aire puede ser enriquecido con oxígeno o bien se puede usar oxígeno puro, el cual requiere una menor cantidad de energía para la compresión; en ambos casos, se forman grandes cantidades de CO<sub>2</sub> y esto mejora la recuperación, aunque puede causar mayores problemas de corrosión.

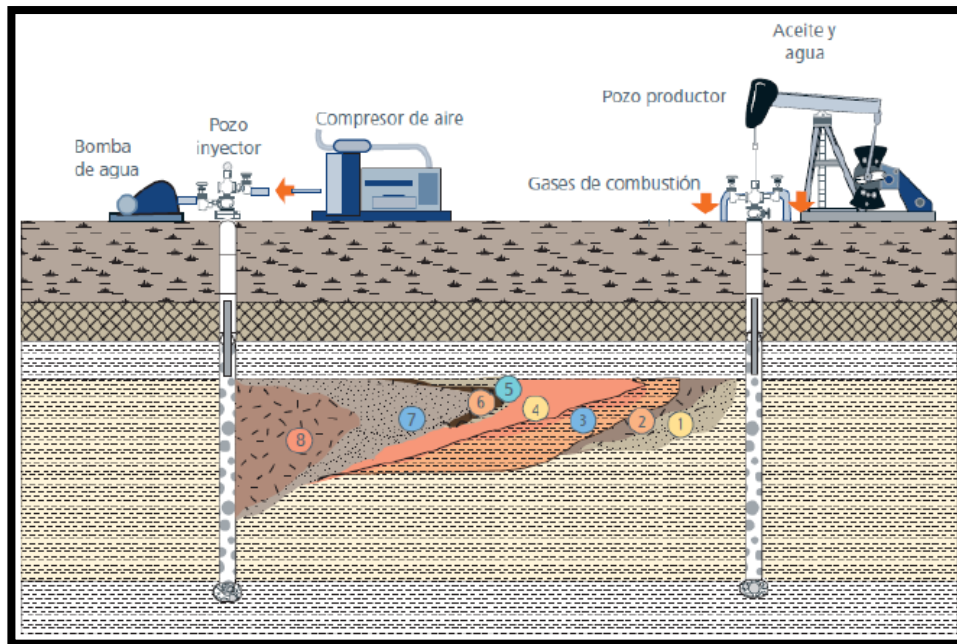


Figura 3.5 Método de Combustión In-Situ (CNH, 2013).

En la Figura 3.5 se ilustra el proceso general del Método de Combustión In-Situ, en donde se pueden identificar las diferentes zonas formadas durante el proceso, las cuales son las siguientes: (1) Gases en combustión fríos. (2) Banco de aceite cercano a la temperatura inicial. (3) Zona de agua caliente en condensación. (4) Zona de Vapor o de vaporización. (5) Región de Coque. (6) Zona de combustión. (7) Zona de aire y agua vaporizada. (8) Zona de inyección de aire y agua caliente.

### 3.1.5 MÉTODO THAI (TOE TO HEEL AIR INJECTION)

Es una variante del Método de Combustión In-Situ, en donde la diferencia radica en una configuración distinta de los pozos, ya que cuenta con un pozo horizontal y uno vertical; este arreglo permite la propagación de un frente de combustión estable a través del volumen de hidrocarburo. La distribución de los dos pozos, el inyector y el productor, mejora la eficiencia de barrido y proporciona una mayor recuperación de aceite.

El proceso se lleva a cabo de la siguiente manera: el crudo es calentado debido al calor generado por la cámara de combustión, después, la combustión se alimenta con la compresión de aire, el cual es inyectado a través del pozo vertical (de inyección), en cuyo extremo se encuentra la punta (*Toe*) del pozo horizontal (de producción).

La cámara de combustión se expande a medida que se comprime e inyecta mayor cantidad de aire. El frente de combustión se mueve hacia el talón (*Heel*) del pozo de producción (Greaves, Malcolm, et. al., 2002).

Xin, Tian, et al. (2000) menciona que la estabilidad del Método THAI depende de dos factores clave, que son: Una zona de quemado de alta temperatura (450 a 650 °C). Un sello en el pozo productor horizontal; el efecto de sello dinámico se crea cuando la temperatura cerca del pozo horizontal comienza a incrementarse.

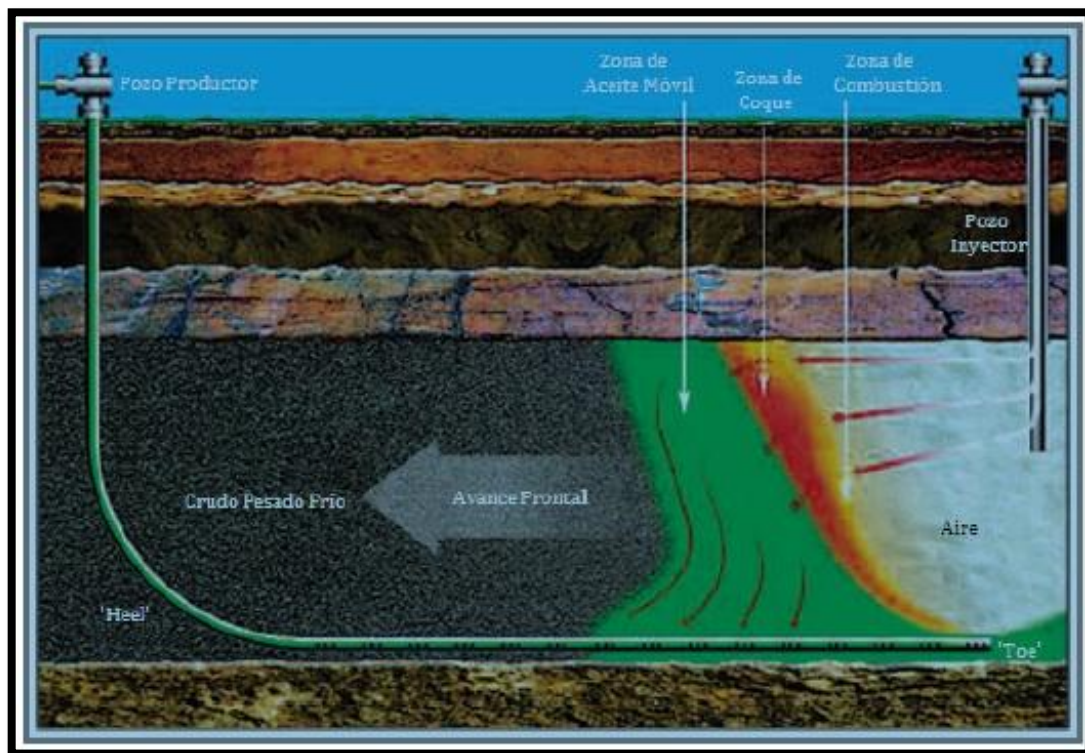


Figura 3.6 Método Toe to Heel Air Injection (THAI).



Las principales ventajas que ofrece el Método THAI son:

- ◆ No deteriora el medio ambiente.
- ◆ Requiere menos energía.
- ◆ Mejora la densidad, aproximadamente de 11 a 26 API.
- ◆ Requiere menos instalaciones en superficie
- ◆ La recuperación promedio es de 80% del aceite original.

### 3.2 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN EN FRÍO

Son aquellos que no requieren un aumento de temperatura del hidrocarburo para facilitar su flujo. Estos métodos pueden emplearse cuando la viscosidad del aceite, a condiciones del yacimiento, es la suficiente para permitir que fluya a regímenes económicos.

Algunos de los métodos empleados en esta rama de la producción de aceites pesados son la inyección de diluyentes, uso de Sistemas Artificiales de Producción (SAP) como bombeo mecánico, electrocentrífugo o cavidades progresivas, producción en frío de crudos pesados en arenas, e inclusive, en algunas ocasiones, se han llegado a ocupar combinaciones de los anteriores métodos.

#### 3.2.1 EXTRACCIÓN DE CRUDO ASISTIDO CON VAPOR (VAPEX)

Es un proceso basado en la extracción de vapor y podría constituir una técnica viable para la recuperación de aceites pesados altamente viscosos y bitumen. Su aplicabilidad pudiera sobrepasar en algunos escenarios al método térmico denominado SAGD, ya que es su versión no térmica, pues el arreglo de pozos para su aplicación es el mismo, dos pozos horizontales paralelos (Figura 3.7). Este método consiste en la inyección a través del pozo superior de solventes hidrocarburos en fase gaseosa (etano, propano,

butano, o mezcla de éstos); los solventes se mezclan en el crudo y reducen su viscosidad, permitiendo que el crudo fluya al pozo productor por medio de segregación gravitacional (Butler, Roger, et. al., 1989).

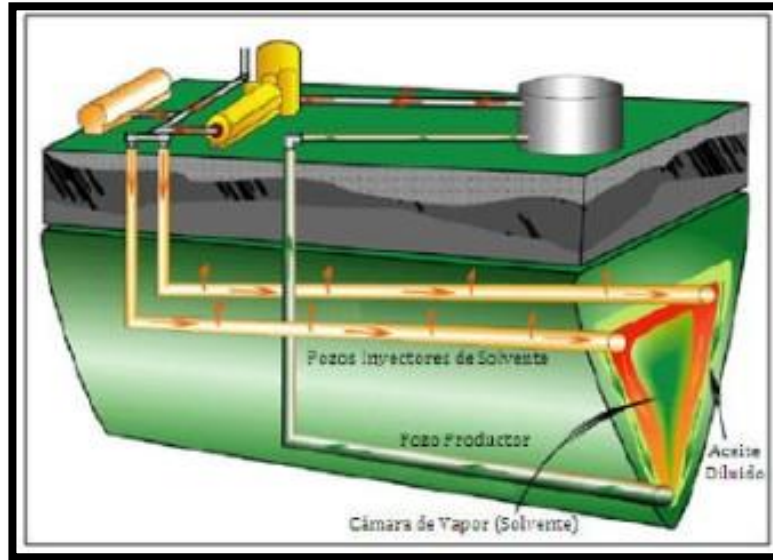


Figura 3.7 Arreglo de Pozos en el Método VAPEX (oil extraction.com).

El uso de solventes en estado gaseoso en lugar de solventes en estado líquido proporciona un mayor mecanismo de empuje debido a la diferencia de densidades, garantizando de esta manera, una mayor eficiencia a la hora del desplazamiento. Otro punto positivo que se tiene de este método es que la cantidad residual de solventes será menor con aquellas en fase gaseosa que con los solventes en estado líquido.

La solubilidad del solvente en estado gaseoso es máxima cercana a su presión de vapor a una temperatura dada, por ello se recomienda inyectar solventes cercanos a su presión de vapor a la temperatura del yacimiento, para evitar la licuefacción del solvente dentro del yacimiento.

La principal ventaja del VAPEX consiste en que los costos de energía son muy bajos comparados con el SAGD, pero se tiene un ritmo de producción más bajo. Con el uso del método VAPEX un pozo puede tener una vida productiva mayor a 10 años, mientras que en el SAGD se tiene una vida promedio de 5 a 8 años.

### 3.2.2 INYECCIÓN DE DILUYENTES

El método de inyección de diluyentes consiste en inyectar un agente químico o incluso un hidrocarburo ligero, con el propósito que se mezcle con el crudo pesado con el objetivo de disminuir la viscosidad del aceite y mejorar la movilidad de los fluidos del yacimiento, y de la misma manera, reducir las pérdidas de presión por fricción al momento de que esta mezcla fluya por la tubería.

Inicialmente, el diluyente era inyectado en la cabeza del pozo, con el objetivo de reducir la viscosidad a lo largo de toda la tubería de producción; sin embargo, se ha desarrollado una nueva técnica en donde el diluyente se inyecta directamente en el fondo del pozo a través de un tubo capilar o inyectando el diluyente a través del espacio anular.

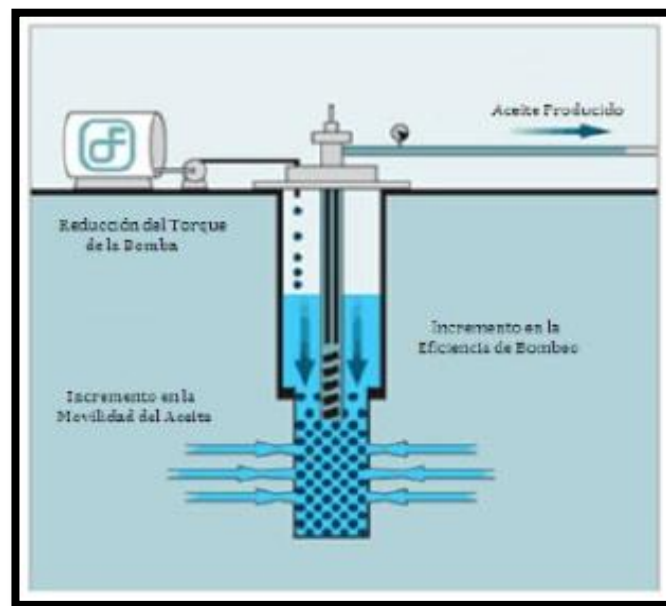


Figura 3.8 Inyección de Diluyentes por Espacio Anular.

Para la producción de crudos pesados es altamente recomendada la inyección de diluyentes por el espacio anular (Figura 3.8) acompañado de una instalación con una bomba en el fondo, debido a que el diluyente en el fondo del pozo crea una zona de mezclado, propiciándose la entrada a la bomba, y aumentando la eficiencia de ésta.

### 3.2.3 MÉTODO DE ESTIMULACIÓN CON ONDAS ELÁSTICAS

El gran avance de la tecnología sísmica ha permitido que sea capaz el desarrollo de distintos métodos de producción de crudo con baso en el efecto de este tipo de ondas en el medio poroso; estos estudios han cobrado bastante importancia en el desarrollo de nuevas alternativas para la producción de crudos pesados.

Las fuerzas gravitacionales y las fuerzas capilares son las principales responsables del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento. Las fuerzas gravitacionales se ven reflejadas en la diferencia de densidades de las fases que saturan la formación productora; mientras que las fuerzas capilares rigen el comportamiento de la fase mojante del sistema y, por lo tanto, el comportamiento de las permeabilidades relativas a cada uno de los fluidos que se encuentran en el yacimiento (Beresnev, Igor, 1994).

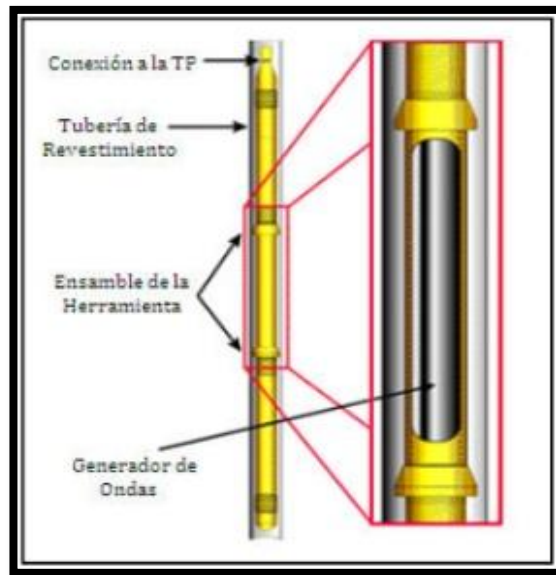


Figura 3.9 Herramienta usada en la Estimulación con Ondas Elásticas.

A pesar de que no se ha definido a detalle cual es el efecto que provocan las ondas elásticas en el medio poroso, es bien sabido que causan alteraciones de las fuerzas capilares, las cuales, están asociadas a incrementos en la producción.

De acuerdo con estudios de laboratorio, se cree que el incremento en la producción de aceite se debe a la disminución de su viscosidad, pues se ha observado que al exponer muestras de crudo a un campo acústico por un período de entre 30 y 60 minutos, la viscosidad del aceite disminuye aproximadamente entre 20 y 25%, aunque gradualmente después de un período de 120 horas regresa a su valor original.

Guo, Xiao, et. al. (2004) comenta que en el año 1999, en China, la China National Petroleum Corporation (CNPC) realizó una prueba en el campo Shengli para determinar el efecto de un método sísmico en la producción de crudos pesados. El campo aportaba aceite pesado de 14 a 17 °API, con viscosidades de entre 1,000 y 6,000 cP; el área estimulada por esta herramienta alcanzó un área de aproximadamente 7 km<sup>2</sup>.

Los resultados de esta prueba fueron alentadores, la reducción de la viscosidad fue de un 21%, mientras que el factor de recuperación aumento de 18% a 41%.

---

### **3.2.4 PRODUCCIÓN EN FRÍO DE CRUDOS PESADOS CON ARENAS (CHOPS)**

La producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas o CHOPS por las siglas en inglés de *Cold Heavy Oil Production with Sands*, es un método de producción primario, con un amplio rango de aplicación en yacimientos de crudo pesado con viscosidades de entre 5,000 y 15,000 cP.

En Canadá, miles de pozos producen aceite de manera estable mediante este método, el cual consiste en que en vez de bloquear el ingreso de arena por empaquetamientos, se promueve que la arena entre al pozo por medio perforación agresiva y estrategias de estimulación (Dusseault, 2002).

Se manejan pozos hasta con una inclinación de 45° con bombeo por cavidades progresivas, ya que este Sistema Artificial de Producción es de muy alta capacidad, dando un aumento en la producción.

Se debe enfatizar que los empacamientos llegan a reducir dramáticamente la producción al producirse taponamiento por la arena producida, es por ello que la técnica CHOPS no opone esta resistencia que da el empacamiento y permite el flujo del aceite junto con la arena.

Por los hechos mencionados anteriormente, la productividad aumenta de 10 a 20 veces más, con gastos de 100 b/d en lugar de 5 o 10 b/d.

CHOPS mejora la productividad por cuatro razones principales que son:

- ◆ Si la arena se puede mover, la permeabilidad básica a los fluidos es mejorada.
- ◆ Mientras más arena se produzca, se genera una zona creciente de mayor permeabilidad, de manera similar a un pozo con un radio amplio.
- ◆ La liberación de gas en el aceite pesado no genera una fase continua de gas, en cambio, fluyen burbujas con el fluido (aceite y arena) y no se mezclan, sino que se expanden mientras se disminuye la presión, generando un mecanismo de empuje por expansión interna del gas.
- ◆ La producción continua de arena significa que el taponamiento por finos o asfáltenos en el ambiente propio a la vecindad del pozo no puede ocurrir.



Figura 3.10 Muestra de Aceite con Arena producida mediante el Método CHOPS (Alboudwareh, H., et. al., 2006).

## CAPÍTULO 4 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PARA CRUDOS PESADOS.

Los pozos productores de petróleo pueden ser clasificados en fluyentes o no fluyentes. En el caso de los pozos fluyentes, los fluidos son transportados a la superficie gracias a la energía propia del yacimiento, proporcionada por el o los mecanismos de empuje que hayan actuado (empuje hidráulico, expansión de gas disuelto, expansión de gas libre, etc.). En el caso de los pozos no fluyentes, existen diversas causas por las cuales los fluidos del yacimiento no tienen la presión suficiente para llegar a la superficie. Una de ellas es el aumento en la producción, esto ocasiona que la presión del yacimiento vaya declinando y no se tenga la energía suficiente; otra de estas causas son los altos valores de densidad y viscosidad, características importantes de los aceites pesados.

Actualmente, cuando los pozos no son capaces de llevar la producción a superficie, es posible aplicar Sistemas Artificiales de Producción (SAP). Estos sistemas son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada, y así restablecer o incrementar la producción de hidrocarburos.

La instalación de los Sistemas Artificiales de Producción obedece a razones económicas y técnicas. Antes de instalar un SAP, es conveniente tener un estudio económico que compare todos los sistemas artificiales bajo las siguientes premisas: inversión inicial, vida útil del sistema, costos de operación, producción esperada, costos y duración de intervenciones a pozos, producción diferida por intervenciones y estadística de falla de los sistemas.

Es conveniente realizar un estudio de análisis de riesgo, el cual debe incluir un análisis estadístico de fallas, así como un análisis de riesgo operativo al intervenir los pozos. Deben revisarse las características geométricas de los pozos, las propiedades de los fluidos producidos, la posible formación de depósitos orgánicos e inorgánicos, la posible producción de arena, la temperatura de los pozos, la producción de gases amargos y la profundidad media de los pozos, con la finalidad de seleccionar el sistema adecuado a las condiciones del pozo.

Con el estudio económico, el estudio de riesgo y el estudio técnico, se está en posibilidad de elegir el sistema indicado para las condiciones específicas esperadas. Este estudio puede ser considerado como un estudio de factibilidad. (Apuntes de Clase, Lucero, Felipe, 2012)

#### 4.1 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.

El Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) se ha usado en forma gradual en la industria petrolera desde 1979 por algunas operadoras canadienses para manejar crudo pesado y altos cortes de arena. Una vez que las pruebas en instalaciones experimentales y en campo fueron exitosas, su desarrollo y aplicación aumento, se estima que actualmente más de 30,000 pozos están operando a nivel mundial con este Sistema Artificial de Producción.

El rango de producción para este método se encuentra entre 50 y 4,500 bpd para aceites cuyas gravedades varían entre 8 y 30 °API. Las bombas de cavidades progresivas son capaces de manejar hasta 80% de gas libre a condiciones de entrada de la bomba y de misma manera es capaz de manejar altas concentraciones de arena.

Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo y constan de un rotor de acero helicoidal y un estator sintético de elastómero que se encuentra adherido a una tubería de acero. El movimiento



del rotor provoca que se creen cavidades, éstas son volúmenes lenticulares, espirales y cerrados creados en los espacios vacíos entre el rotor y el estator. Se mueven de abajo hacia arriba creando la acción de bombeo. Una cavidad empieza donde la otra termina.

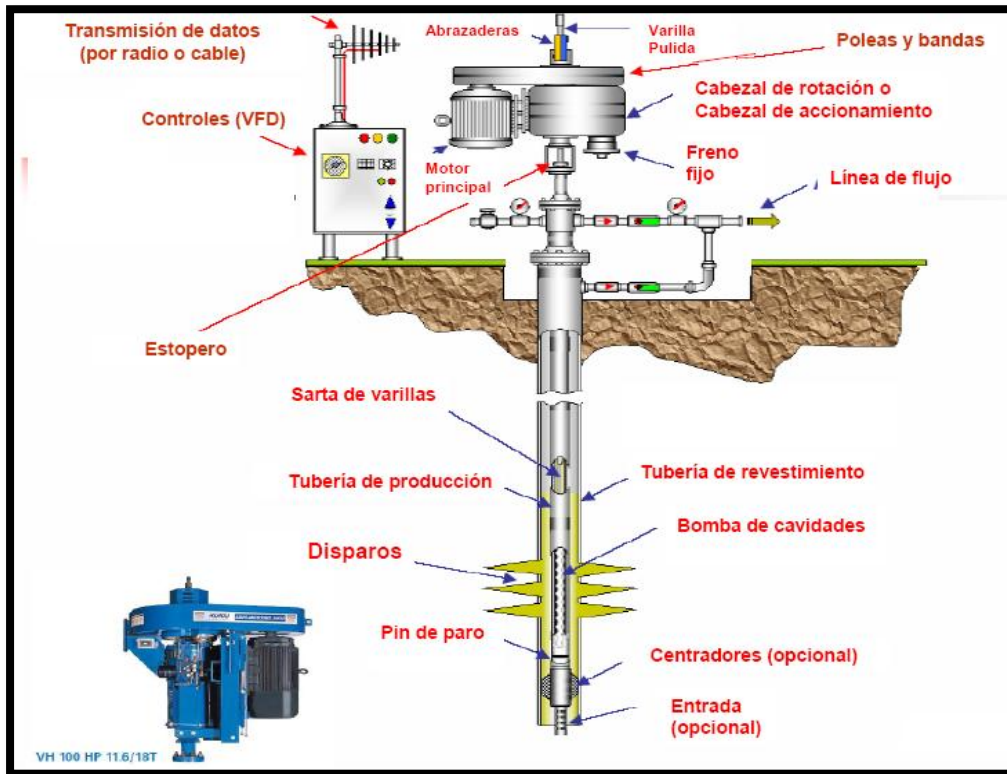


Figura 4.1 Componentes del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (Lucero, Felipe, 2012).

Dunn L. J. (1995) comenta que la mayoría de los sistemas de BCP son movido por varillas, las cuales están conectadas al rotor en su extremo inferior, esto provoca el movimiento de rotación del rotor dentro del estator fijo; estos se encuentran colocados dentro del pozo en el fondo de la tubería de producción. El accionamiento del rotor puede ser realizado por un motor en superficie o un motor de fondo. La acción resultante del bombeo incrementa la presión del fluido que pasa a través de la bomba de forma que llega con energía suficiente a superficie.

Los componentes principales del equipo de Cavidades Progresivas son los siguientes:

- ◆ *Elastómero.* Es moldeado al perfil del estator, es el componente principal de este equipo. Se define como un material que puede ser estirado por lo menos dos veces su longitud y volver a recuperar su dimensión inicial. Este componente debe cumplir una gran variedad de requisitos, ya que deben mantener un sello entre cavidades, resistir fallas por fatiga, resistir los ataques químicos de los fluidos que se bombean y la abrasión por partículas sólidas (Fernando R.D., 1993).
- ◆ *Rotor.* Es un factor determinante debido a que opera generalmente en condiciones abrasivas y/o corrosivas. Suelen estar recubiertos con una película de cromo, para resistir la abrasión (Figura 4.2).
- ◆ *Cabezal de Rotación.* Es el encargado de proporcionar el sello en la superficie. Soporta el peso de la sarta de varillas y la acción de la bomba. Al igual que transferir la energía para proporcionar el movimiento de rotación a la sarta de varillas y, por lo tanto, al rotor.



Figura 4.2 Imagen de un rotor, componente subsuperficial del Bombeo de Cavidades Progresivas (Schlumberger).

El diseño de un sistema de BCP debe tomar en cuenta las características de los fluidos producidos a efecto de seleccionar los componentes adecuados, compatibles con determinados compuestos y que optimicen la operación del sistema. Factores como la viscosidad, densidad del aceite, entrada de agua, cantidad de gas libre, presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, contenido de arena, producción de aromáticos y altas temperaturas pueden volverse parámetros críticos de los sistemas, de no ser considerados sus

rangos máximos de aceptación al momento del diseño (Fernando, R.D., 1993).

### ***Ventajas.***

- ◆ Desplaza fluidos altamente viscosos, de alta concentración de sólidos y gas libre moderado.
- ◆ No hay válvulas que se puedan bloquear o desgastar.
- ◆ Costos de energía y capital bajos.
- ◆ Instalación, operación y mantenimiento simples.
- ◆ Maneja crudos con densidades que van de 5 hasta 42 °API.

### ***Desventajas.***

- ◆ Elastómero es muy sensible a los fluidos del entorno.
- ◆ Profundidad máxima de 2,000 metros.
- ◆ Temperatura máxima de 170 °C.
- ◆ Producción máxima de aproximadamente 6,800 bpd.

En el ámbito de producción de crudos pesados este sistema destaca en que los costos de energía requeridos para producir los fluidos es muy baja, debido a que estos se desplazan a través de las cavidades que se van formando entre el rotor y el estator. Con un previo análisis de los fluidos a producir, se pueden evitar problemas de compatibilidad con el elastómero.

## **4.2 BOMBEO NEUMÁTICO.**

Este sistema funciona mediante la inyección de gas a una presión relativamente alta, mínimo 250 lb/pg<sup>2</sup>, dentro de la tubería de producción a través de válvulas colocadas en uno o varios puntos de inyección, reduciendo la densidad del fluido, aligerando la columna hidrostática del fluido dentro del pozo y de este modo, que pueda ser llevado a superficie.

El Bombeo Neumático es el sistema de producción más utilizado en nuestro país, ya que aproximadamente el 50% de los pozos productores

están operando con este sistema, es utilizado en pozos con alto índice de productividad y presiones de fondo altas. A continuación se describirán los dos tipos de bombeo neumático que existen (Gómez J. A., 1985).

El Bombeo Neumático Continuo (Figura 4.3) es un método en el que se inyecta un volumen continuo de gas a alta presión dentro de la tubería para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente, haciendo que el pozo produzca a un gasto deseado. Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo en el punto de inyección más profundo la cual es sensible a la presión a la que el gas es inyectado.

Este método es muy viable de aplicar en pozos de alto índice de productividad y presión de fondo relativamente alta. En pozos que cuentan con estas instalaciones, es posible obtener gastos que varían de 200 a 20,000 bpd con diámetros de tuberías de producción comunes, y se puede llegar a obtener un mayor gasto si se produce por espacio anular.

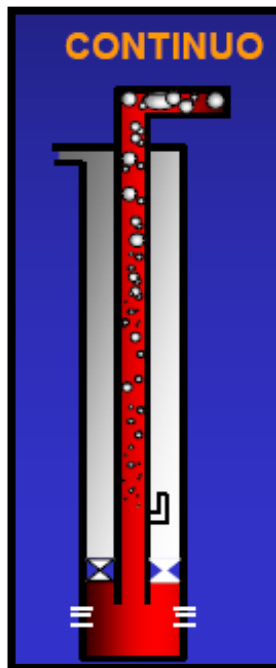


Figura 4.3 Método de Bombeo Neumático Continuo (Lucero, Felipe, 2012).

El Bombeo Neumático Intermitente (Figura 4.4) es una variante del BN. Consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión desde la superficie al espacio anular de manera periódica, para después pasar a la

tubería de producción a través de una válvula. Cuando la válvula abre, el fluido acumulado en la tubería de producción es impulsado hacia la superficie en forma de tapón o bache por la acción del gas; sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento, sólo una parte del volumen del líquido es recuperado, mientras que el resto cae nuevamente al fondo del pozo. Posteriormente se cierra la válvula y transcurre un período de inactividad aparente en donde la formación continua aportando fluidos al pozo, hasta que se acumula una cantidad de aceite considerable y volver a comenzar el ciclo.

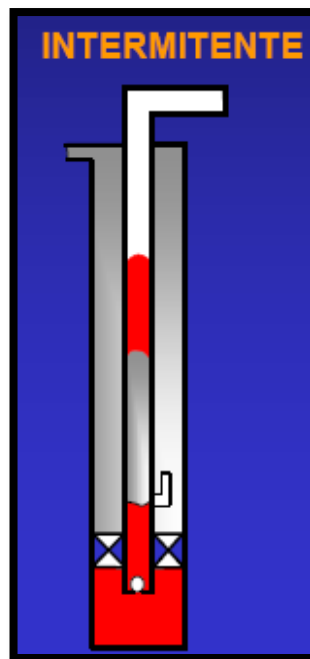


Figura 4.4 Método de Bombeo Neumático Intermitente (Lucero, Felipe, 2012).

Los efectos del gas dentro de la tubería de producción son:

- ◆ Reducción de la densidad de la columna de fluidos.
- ◆ Expansión del gas conforme las condiciones de presión cambian a lo largo de la profundidad.
- ◆ Empuje de baches de líquido cuando las burbujas son suficientemente grandes para llenar el diámetro interno de la TP.

El BN, es el que más se parece al flujo natural, por lo tanto, puede ser considerado como una extensión del mismo. En un pozo con flujo natural, cuando el fluido viaja a la superficie, la presión de la columna de fluido se

reduce, el gas se libera de la solución y el gas libre se expande. El gas, reduce la densidad del fluido y el peso de la columna de fluido. Esta reducción del peso de la columna del fluido produce que la presión diferencial entre el pozo y el yacimiento ocasione el flujo en el pozo.

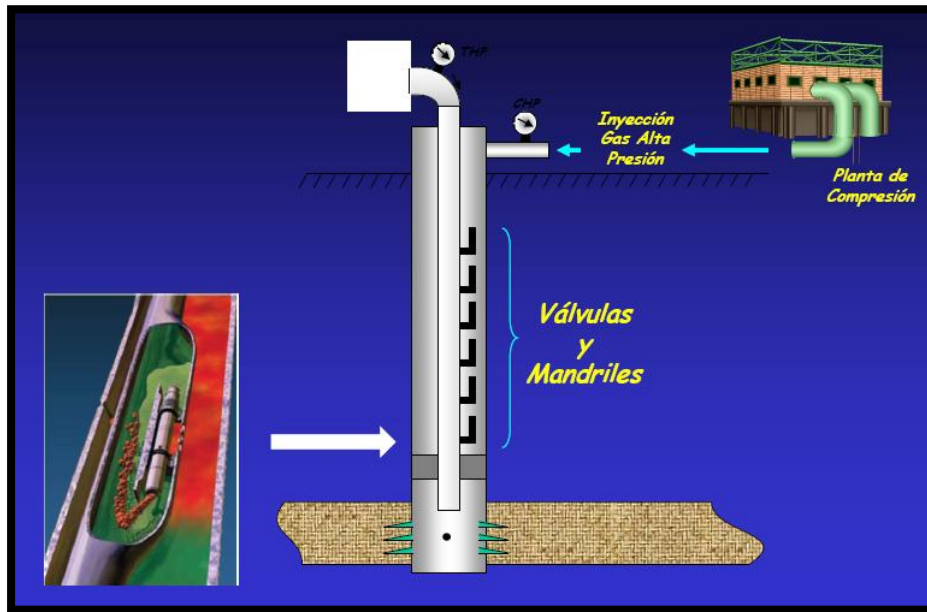


Figura 4.5 Componentes del Sistema de Bombeo Neumático (Lucero, Felipe, 2012).

El sistema de Bombeo Neumático está constituido de cuatro partes fundamentales:

- ◆ *Fuente de Gas a Alta Presión:* Que puede ser una estación de compresión, un pozo productor de gas a alta presión o un compresor colocado a boca de pozo.
- ◆ *Sistema de Control de Gas Superficial:* Este es colocado en la cabeza de pozo y puede ser una válvula motora controlada por un reloj o un estrangulador ajustable.
- ◆ *Sistema de Control de Gas Subsuperficial:* Estas son las válvulas de inyección que van colocadas dentro del pozo, específicamente, en los mandriles que conectan el espacio anular con la tubería de producción.
- ◆ *Equipo Necesario para Manejo y Almacenamiento de Fluidos Producidos:* Una vez que la producción del pozo llega a la superficie,

es necesario volver a separar los fluidos producidos del gas inyectado, para facilitar el transporte del hidrocarburo, y reutilizar el gas para otro proceso de inyección.

Como todos los equipos de Sistema Artificial de Producción tienen sus ventajas y desventajas, las cuales se mencionan a continuación.

### ***Ventajas.***

- ◆ Pocos problemas al manejar gran volumen de sólidos.
- ◆ Manejo de grandes volúmenes en pozos con alto IP.
- ◆ Muy flexible para cambiar de continuo a intermitente.
- ◆ Discreto en localidades urbanas.
- ◆ Fuente de poder ubicable, alejado de la civilización.
- ◆ Sin dificultad para operar pozos con alta RGL.
- ◆ Reacondicionamientos con unidad de "Wireline".
- ◆ Opera en pozos con terminaciones desviadas.
- ◆ Aplicable costa afuera.

### ***Desventajas.***

- ◆ Disponibilidad del gas de inyección.
- ◆ Dificultad para manejar emulsiones.
- ◆ Formación de hidratos y congelamiento del gas.
- ◆ Problemas con líneas de superficie obstruidas.
- ◆ Experiencia mínima necesaria del personal.
- ◆ La TR debe resistir presiones elevadas.

Este sistema destaca en la producción de crudos pesados gracias a su mismo principio de funcionamiento; debido a la inyección continua de gas, la presión se ve incrementada en la línea de producción y una cantidad del gas se disuelve en el crudo pesado. La densidad de la mezcla disminuye por lo que las condiciones para elevar el fluido a la superficie se ven mejoradas.

### 4.3 BOMBEO MECÁNICO.

El Bombeo Mecánico (BM) también conocido como *Sucker Rod Pumping* (SRP), es un sistema artificial de producción en el que el movimiento del equipo subsuperficial es generado en la superficie y se transmite a la bomba en el fondo del pozo por medio de varillas de succión (Figura 4.6).

Los principales componentes del equipo son:

- ◆ *Bomba Subsuperficial o de Fondo.*
- ◆ *Sarta de Varillas de Succión.*
- ◆ *Equipo Superficial de Bombeo Mecánico.*
- ◆ *Motor Principal.*

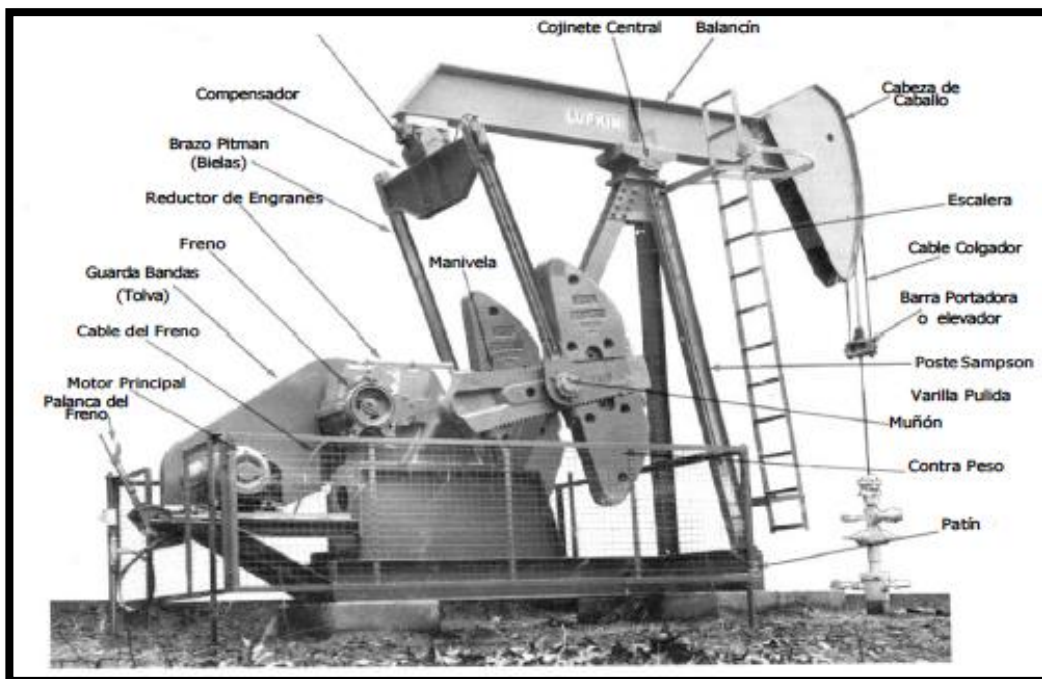


Figura 4.6 Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico (Lucero, Felipe, 2012).

- ◆ *Bomba Subsuperficial o de Fondo.* Su objetivo es el de admitir los fluidos de la formación dentro del aparejo de producción y llevarlos a la superficie. La bomba realiza su función al completar un ciclo de bombeo (Figura 4.7). El ciclo consiste de los cuatro pasos siguientes (León, A., 1999):



- a) El émbolo se desplaza hacia abajo dentro de la bomba casi al final de su carrera descendente. Mientras esto sucede, el fluido en la tubería de producción, es soportado por la válvula de pie y conforme el émbolo avanza, pasa a través de la válvula viajera hacia el barril de trabajo.
- b) Al final de la carrera descendente, el émbolo comienza un movimiento ascendente. La válvula viajera se cierra debido al peso de la columna de fluidos dentro del barril de trabajo y la válvula de pie se abre permitiendo la entrada de fluidos de la formación.
- c) Al llegar cerca de la cima, los fluidos que viajan dentro del barril de trabajo se descargan en la línea de producción; simultáneamente a esto, la válvula de pie permanece abierta permitiendo la entrada de fluidos a la bomba.
- d) El émbolo comienza a moverse hacia abajo, cerrando la válvula de pie, debido al incremento de presión que resulta de la compresión de los fluidos en el volumen existente entre las válvulas viajeras y de pie; la válvula viajera permanece abierta. Cuando el émbolo llega al fondo de la carrera descendente, el ciclo de bombeo se repite.

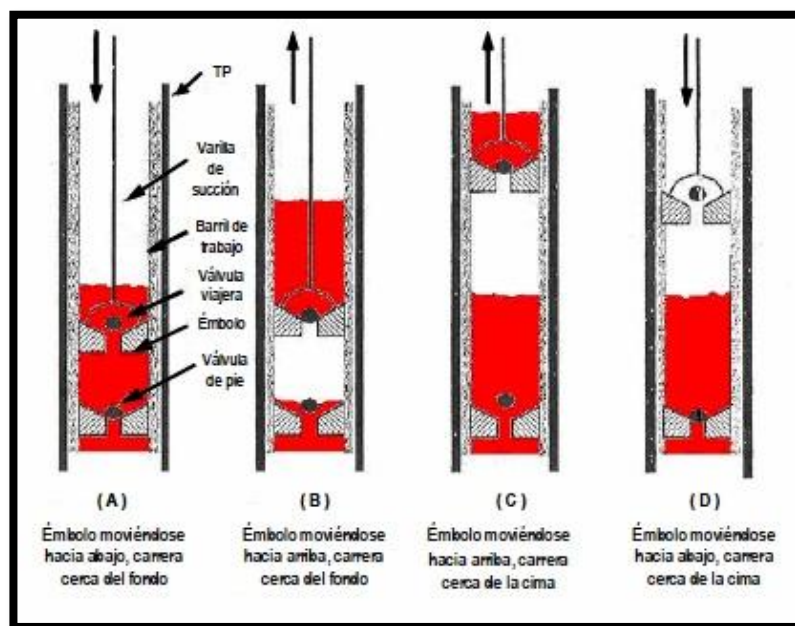


Figura 4.7 Ciclo de Trabajo de la Bomba en el Bombeo Mecánico (Martínez, Juan Carlos, 2011).

- ◆ *Sarta de Varillas de Succión.* La función de la sarta de varillas de succión es transmitir el movimiento y la potencia del bombeo superficial, a la bomba de fondo; esta sarta de varillas opera en el interior de la sarta de tubería de producción.
- ◆ *Equipo Superficial de Bombeo Mecánico.* Es el encargado de transmitir la energía del motor principal a la sarta de varillas de succión; para lograrlo, reduce la velocidad del motor principal a una adecuada para el bombeo por medio de engranes, y también, cambia el movimiento rotatorio del motor principal, a uno reciprocante en las varillas de succión.
- ◆ *Motor Principal.* Su función es la de proporcionar energía mecánica para que sea transmitida a la bomba y así elevar los fluidos. El motor deberá tener la potencia suficiente para elevar los fluidos al ritmo deseado en el pozo hasta la superficie. La selección del motor dependerá de los recursos locales, suministro y costo de combustible.

### **Ventajas**

- ◆ Diseño Simple
- ◆ Baja inversión para producción de volúmenes bajos y profundidades someras.
- ◆ Permite producir con niveles de fluidos bajos.
- ◆ Adaptable en pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.
- ◆ Cuando su aplicación es apropiada, el método es barato.

### **Desventajas**

- ◆ Inversiones altas para producciones altas, así como profundidades de medias a grandes.
- ◆ Debido a las características de las varillas, está limitado a profundidades mayores y volúmenes altos de producción.
- ◆ Problemas en agujeros desviados.
- ◆ Para reparación de la bomba, las varillas deben ser extraídas.

Este sistema es aplicado en la producción de crudos pesados debido a la baja inversión que se necesita. Al mantenerse abierta la válvula de pie, se permite la entrada del fluido al barril de trabajo, una vez que este se ha

llenado, el émbolo realiza el viaje para llevar el barril hacia la línea de producción. Por este principio de funcionamiento, el aceite recorre una menor distancia hacia la superficie, lo que resulta en una menor caída de presión. Es recomendable la aplicación de un calentador de fondo que provea calor a lo largo de la tubería de producción para evitar posibles fallas con la varilla de succión y de esta misma manera prever la incrustación de parafinas y asfaltenos.

#### 4.4 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO.

Los Sistemas de Bombeo Electrocentrífugo, también conocido como ESP por las siglas en inglés de *Electrical Submersible Pump*, añaden energía por medio de un incremento de presión, generado a partir de una bomba operada por un motor eléctrico, colocada en la tubería de producción. Se considera como un sistema artificial de producción efectivo y económicamente rentable; en el cual, y bajo diferentes condiciones de pozo, es posible bombear volúmenes de fluidos tan bajos como 200 bpd y tan altos como 60,000 bpd a profundidades considerables.

Además, es capaz de producir fluidos con altas viscosidades y/o manejo simultáneo de aceite, gas y agua; aunque presenta un mejor desempeño cuando maneja solamente líquidos, debido a que con mayor cantidad de gas presente, la eficiencia de este sistema es menor; sin embargo, en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad. (Brown E. K., et. al., 1980)

Star Craig D. (1998) nos comenta que los sistemas de bombeo electrocentrífugo constan de bombas centrífugas multietapas movidas por un motor eléctrico. La bomba y el motor se encuentran suspendidos de la tubería de producción. La energía es suministrada a través de un cable de potencia, el cual corre del motor a la superficie a través del espacio anular entre las tuberías de revestimiento y producción.

En una bomba centrífuga, la velocidad impartida al fluido por el impulsor rotatorio es convertida en energía de presión por el difusor. Cada conjunto de impulsor-difusor es conocido como etapa.

En una bomba multietapa, la descarga de una etapa se convierte en la entrada de la siguiente. Por lo tanto, un mayor número de etapas entregará una mayor presión, manteniendo el flujo de masa constante (Star Craig D., 1998).

Los principales componentes del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo pueden clasificarse de la siguiente manera:

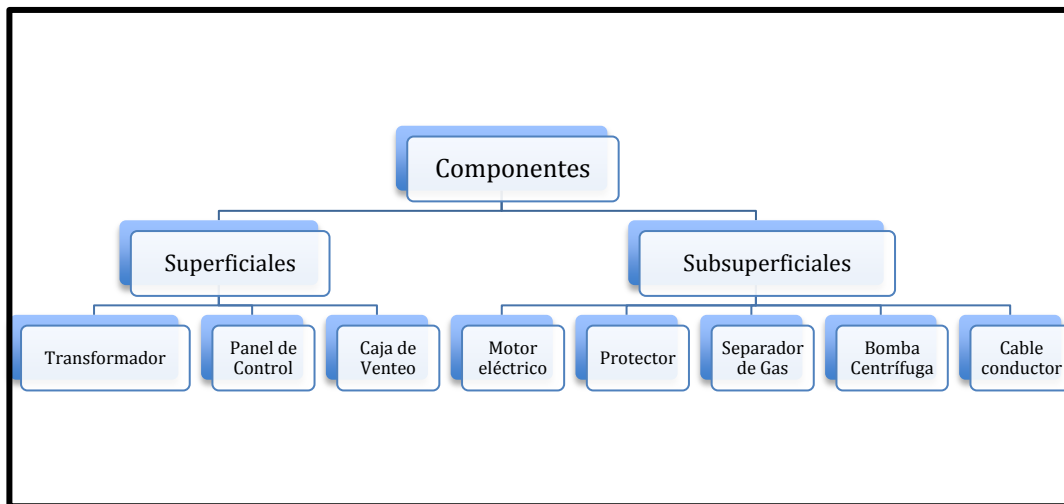


Figura 4.8 Clasificación de los Componentes del Bombeo Electrocentrífugo.

◆ *Transformador.* Para este equipo se emplean los transformadores de tres fases simples, tres fases estándar y auto-transformadores de tres fases. Estas unidades están diseñadas para convertir el voltaje de la línea primaria en el voltaje requerido por el motor. Están equipados con llaves para proveer una mayor flexibilidad.

◆ *Panel de Control.* Estos tableros son resistentes a cualquier tipo de clima y están disponibles en un amplio rango de tamaños y con diversos accesorios para adaptarse a cualquier instalación de la bomba. Estos tableros están disponibles para voltajes que van desde los 440 a los 4,800

Volts y su selección está basada en los rangos de voltaje requeridos, amperaje, futuros requerimientos de potencia y aspectos económicos.

- ◆ *Caja de Venteo.* Esta se encuentra localizada entre la cabeza del pozo y el panel de control por razones de seguridad, debido a que el gas puede viajar por el cable, hacia el cable de superficie hasta el tablero de control, causando un peligro de incendio o una potencial explosión.

- ◆ *Motor Eléctrico.* Colocado en la parte inferior del aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial a través de un cable. Es de un diseño tan compacto que permite introducirlo en la tubería de revestimiento y satisfacer los requerimientos de potencia necesarios (A. A. Cesar, 2000).

- ◆ *Protector.* También llamado sección sellante, está localizado entre la bomba y el motor. Su función principal es la de igualar la presión del fluido del pozo con la presión del fluido del motor a la profundidad que sea colocado el aparejo, otra de sus funciones es la de evitar que el lubricante del motor sea contaminado con el fluido del pozo.

- ◆ *Separador de Gas.* Es un componente opcional colocado en el aparejo, este se construye de manera integral con la bomba y generalmente se coloca entre esta y el protector. Funciona como una entrada de fluidos provenientes del yacimiento a la bomba y se encarga de separar el gas por medio de la inversión de la dirección del flujo en la sección de entrada del BEC, disminuyendo la cantidad de gas arrastrada por el líquido y desviando el gas por el espacio anular. El uso de este dispositivo permite operaciones de bombeo más eficientes en pozos gasificados y reduce los efectos del gas en el trabajo de la bomba.

- ◆ *Bomba Centrífuga.* Proporciona el incremento de presión necesario a los fluidos provenientes del yacimiento que entran al pozo para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente. Estas bombas constan de múltiples etapas. Cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tamaño de la etapa determinará el volumen de fluido que

pueda ser llevado a la superficie y la presión que el fluido genere dependerá del número de etapas.

◆ *Cable Conductor.* Es el medio por el cual se transmite la energía eléctrica necesaria para impulsar el motor. Este conductor debe ser elegido de forma que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje del motor eléctrico en el fondo del pozo, que resista temperaturas y presiones existentes en el pozo, y reúna las propiedades de aislamiento necesarias para evitar el contacto directo con los fluidos producidos. Existen diferentes tamaños de cable, de configuraciones plana y redonda con conductores de cobre y aluminio. El voltaje y amperaje del motor, el espacio disponible entre tuberías de producción y revestimiento, determinarán el tamaño del cable.

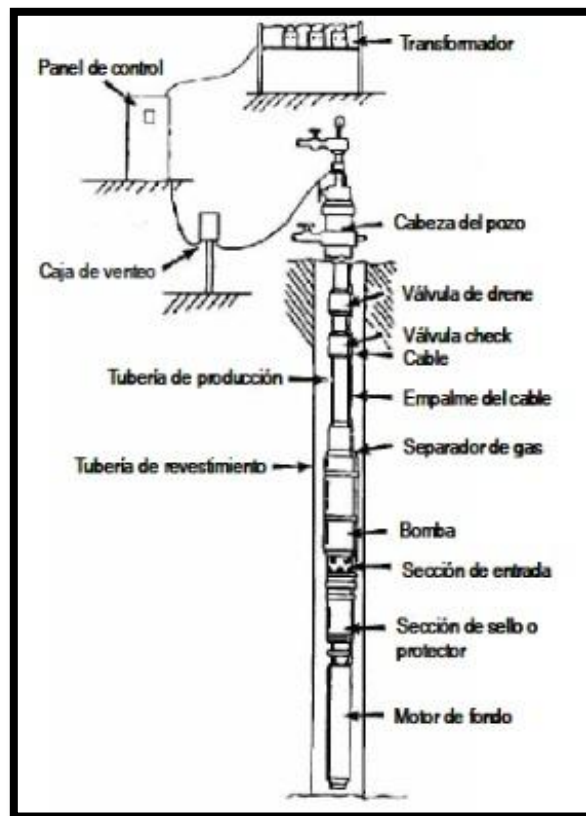


Figura 4.9 Componentes del Bombeo Electrocentrífugo.

### ***Ventajas***

- ◆ Buena capacidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias.
- ◆ Baja inversión para profundidades someras.
- ◆ Adaptable a la automatización.
- ◆ Aplicable a profundidades mayores a 4,500 metros.

### ***Desventajas***

- ◆ El cable eléctrico es la parte más débil del sistema.
- ◆ Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción.
- ◆ Tiempo de cierre prolongado.
- ◆ Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica.
- ◆ Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación.
- ◆ Difícil para manejar alto porcentaje de arena y gas.

La producción de aceite pesado requiere más energía y capacidad de parte de los equipos debido a la viscosidad de los fluidos, lo que implica un incremento en los costos de operación. Sin embargo, uno de los motivos por los cuales se aplica este sistema es por los grandes volúmenes que pueden llegar a manejarse.





## CAPÍTULO 5 TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS.

Existe un aumento de interés en el uso de recursos no convencionales de aceite pesado y extrapesado para la generación de combustibles y productos petroquímicos. La incorporación del aceite pesado al mercado de energía presenta importantes retos en la cadena de producción.

En la actualidad, se ha logrado resolver el problema del movimiento de los aceites pesados y extrapesados en el interior del yacimiento mediante los diferentes métodos de recuperación mejorada existentes; ya que se tiene la tecnología para adicionar energía y llevar estos aceites del pozo a la superficie mediante la aplicación de Sistemas Artificiales de Producción. Sin embargo, se ha vuelto de gran importancia lograr el transporte de los aceites pesados y extrapesados desde la cabeza del pozo a los centros de proceso, debido a que su producción ha aumentado alrededor del mundo, y es en este punto en donde se tienen algunas limitantes.

La manera más fácil, barata, conveniente con el medio ambiente, efectiva y viable de llevar a cabo el transporte de los hidrocarburos, es a través de las tuberías. Sin embargo, para transportar aceites pesados y extrapesados de manera económica, la caída de presión en la tubería debe ser mínima, para de esa manera, minimizar la energía requerida para empujar el aceite a lo largo de toda la línea. No obstante, es una tarea complicada porque la tecnología convencional de transporte por tubería está diseñada para aceites ligeros y medianos.

El transporte de los aceites pesados y extrapesados es muy desafiante debido a la baja movilidad y bajas viscosidades, a la depositación de parafinas y asfáltenos, la baja proporción de componentes de bajo peso

molecular, alto contenido de sulfuro, sales y metales, el incremento en el contenido de agua de formación y grandes problemas de corrosión; todos estas dificultades operativas limitan su viabilidad económica.

Un sistema de transporte de líneas para aceites de baja densidad API y alta viscosidad, normalmente requiere de técnicas especiales que permitan llevar el crudo a lo largo de su trayectoria hasta su destino final. Además, es posible la necesidad de equipo adicional y específico para que sea posible reutilizar la línea en caso de que se presente un período de cierre (Visser R. C., 1989).

Bomba J. G. (1986) comenta que por medio de las investigaciones realizadas, tanto en el laboratorio como en el campo, y por experiencias en cuanto a producción y transporte, en la actualidad se tienen identificados los problemas mencionados anteriormente, para lo cual se han planteado algunas soluciones, derivadas de la investigación y la experiencia.

A continuación se muestran los medios por los cuales se pretende ayudar al transporte de aceites pesados y extrapesados a través de tuberías.

- ◆ Reductores de Viscosidad.
- ◆ Reductores de Fricción.

La combinación de dos o más puede ser usada para mejorar el transporte de aceite pesado y extrapesado por tubería, dado que hasta el momento no hay una única solución tecnológica.

## 5.1 REDUCTORES DE VISCOSIDAD.

Se le llama reductores de viscosidad a una mezcla de surfactantes que son solubles en el crudo, que se dispersa con facilidad en el agua, reduce la temperatura mínima a la cual un líquido se comporta como un fluido y esta técnica reduce la viscosidad. Es específicamente formulado para aportar una mejor bombeabilidad y reducir la resistencia del flujo del crudo en

operaciones de producción y de transporte por tuberías donde la temperatura cambia bastante, y así evitar congelamiento, aumento de la resistencia de flujo y un eventual taponamiento de las tuberías y líneas de flujo.

---

### **5.1.1 DILUCIÓN DE ACEITE PESADO Y EXTRAPESADO.**

Es uno de los métodos con mayor empleo y preferidos para reducir la viscosidad de aceites pesados usado desde los años 30's. Consiste en la adición al aceite pesado de hidrocarburos líquidos más ligeros, usualmente condensados de la producción de gas natural, igual se emplean aceites más ligeros y naftas. Es bien conocido que mientras menor sea la viscosidad del diluyente, menor será la viscosidad de la mezcla (Gateau, et. al., 2004).

Los condensados son utilizados desde los años 80's para transportar casi la producción completa del crudo canadiense; los crudos ligeros empleados para llevar a cabo esta función, están en un rango de densidad API de 35 a 42°, aunque son menos eficientes en reducir la viscosidad de los aceites pesados que los anteriores. Otra alternativa son las naftas, debido a que es muy eficiente en diluir estos hidrocarburos por su alto valor de grados API, además, muestran una buena compatibilidad con los asfáltenos y es fácil de reciclar. (Argillier J. F., et al., 2005)

Esta es una opción efectiva para reducir la viscosidad del aceite y facilitar su movilidad a través de la tubería, dado que una relación del 10-30% de solvente es suficiente para reducir ligeramente las altas caídas de presión o la necesidad de usar altas temperaturas. Además, la viscosidad de la mezcla es determinada por la relación de dilución, así como con las viscosidades y densidades del aceite pesado y el diluyente usado.

La cantidad de diluyente requerido para el aceite pesado varía de un 0 a un 20%; mientras que para un aceite extrapesado, tiene un rango aproximado de entre 25 y 50%. De igual manera, la dilución del crudo puede facilitar ciertas operaciones como la deshidratación y el desalado.

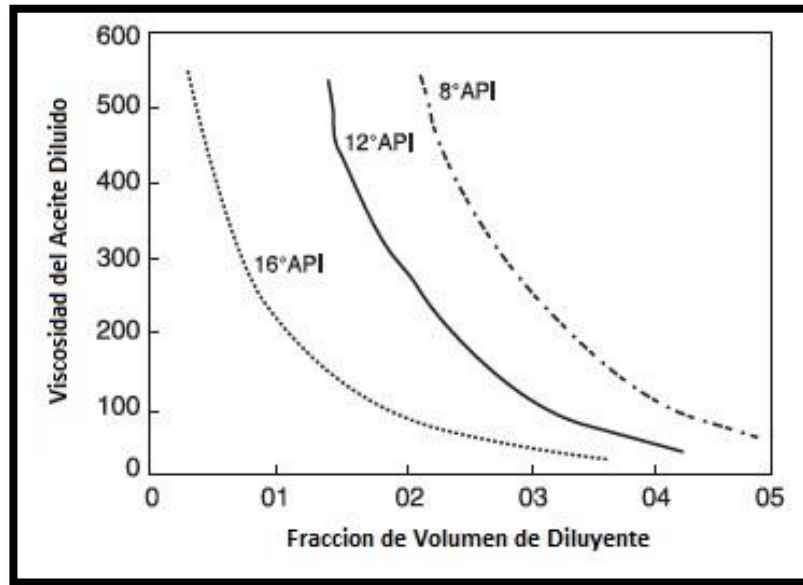


Figura 5.1 Efecto de una Fracción de Volumen de Diluyente en Aceite Pesado (Saniere, A., et. al., 2004).

Los aspectos económicos de este método se mejoran considerablemente si el diluyente o solvente a emplear, se produce en la cercanía del sitio de producción del aceite pesado, además de que éstos pueden manejarse junto con el crudo después de llegar a refinería; sin embargo, este método puede requerir una mayor inversión en bombeo y tuberías debido al incremento del volumen que se transporta y la necesidad de separar el solvente en algún punto, procesarlo y posteriormente regresarlo al sitio del aceite pesado después de su salida (Figura 5.2); los costos se verían incrementados aún más si no se dispone de un diluyente natural.

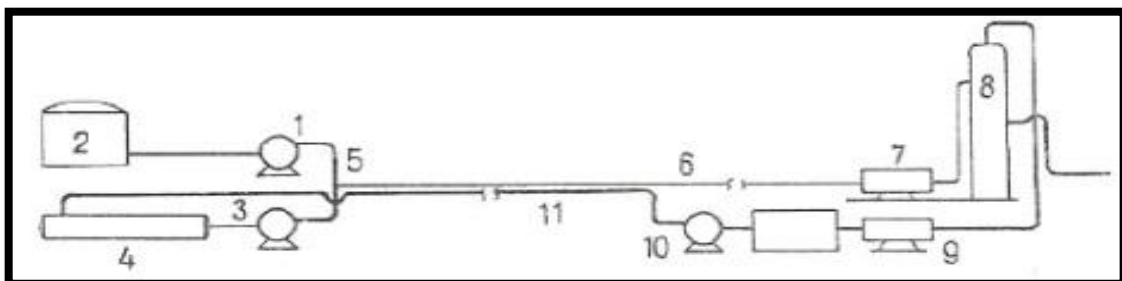


Figura 5.2 Transporte de crudo diluido (Szilas A. P., 1986).

**Proceso de Dilución:**

La bomba (1) succiona el aceite pesado del tanque de almacenamiento (2). Simultáneamente la bomba (3) realiza la misma función con el solvente que se encuentra en el tanque horizontal (4). Ambas bombas inyectan los dos fluidos en la proporción adecuada a través de la garganta de mezclado (5), al interior de la tubería (6). Se realiza el calentamiento de la mezcla en el intercambiador de calor (7). El solvente es evaporado en la torre (8) y esta fracción evaporizada se enfría y se licua en el intercambiador de calor (9). El solvente es regresado por medio de la bomba (10) a través de la línea (11) hasta llegar al tanque horizontal (4) y comenzar el ciclo nuevamente.

No obstante, la opción de emplear este método de dilución tiene algunos retos debido a que cualquier cambio en la composición del aceite, puede afectar la relación requerida de aceite y solvente. Se pone principal atención a la estabilidad de las parafinas y asfáltenos, dado que el condensado o el aceite ligero puede provocar la precipitación y la obturación de las tuberías (Zahan., et al., 2004).

Van den Bosch y Schrijvers (2006) presentan un método combinado de dilución y mejoramiento basado en la misma producción *in-situ* del mismo solvente por separación, destilación y crackeo térmico de una parte de la producción de aceite pesado, para producir una o más fracciones ligeras una o más fracciones pesadas. La producción de aceite pesado es dividida en dos, una parte es enviada al proceso antes mencionado y la otra es diluida con la fracción de aceites ligeros obtenida del anterior proceso, mientras que las fracciones pesadas obtenidas se usan para generar calor/energía. Sin embargo, esta propuesta tiene sus limitaciones en plataformas marinas debido al espacio reducido y la necesidad de la infraestructura para la refinación.

Iqbal., et al. (2006) presenta un método que permitiría el transporte y proceso de aceites pesados con diferentes contenidos de sal, agua, aceite y densidad API menor a 15, reduciendo así, el capital inicial de requerimientos

y costos de operación. Primero se realiza la dilución del aceite pesado con un aceite más ligero en una proporción de 1:10.

La mezcla es transportada por tubería a una unidad encargada de extraer los asfaltenos y el solvente, produciendo así una fracción de asfaltenos, una fracción de aceite libre de asfaltenos, correspondiente al aceite pesado, lista para ir a refinería y la fracción del solvente previamente diluido, la cual puede ser reciclada y regresada para volver a ser disuelta con el aceite pesado.

En la actualidad, las naftas son la alternativa más interesante para realizar este proceso (Figura 5.3), debido a su alta densidad API, una buena eficiencia en la dilución con el aceite pesado y buena compatibilidad con los asfaltenos. Gateau, et al., (2004) propuso que una combinación de naftas con un solvente orgánico reduciría la cantidad de diluyente necesario para reducir la viscosidad del aceite pesado.

Se atribuye que la reducción de la viscosidad en una mezcla con aceite pesado, nafta y solvente orgánico, al incremento en la polaridad o a los enlaces de hidrógeno del solvente y a la habilidad del solvente polar para actuar con los asfaltenos que forman parte del aceite pesado. Por lo tanto, un solvente con mayor polaridad provoca una mayor reducción en la viscosidad del aceite pesado, por lo tanto mejora igual la eficiencia de la dilución.

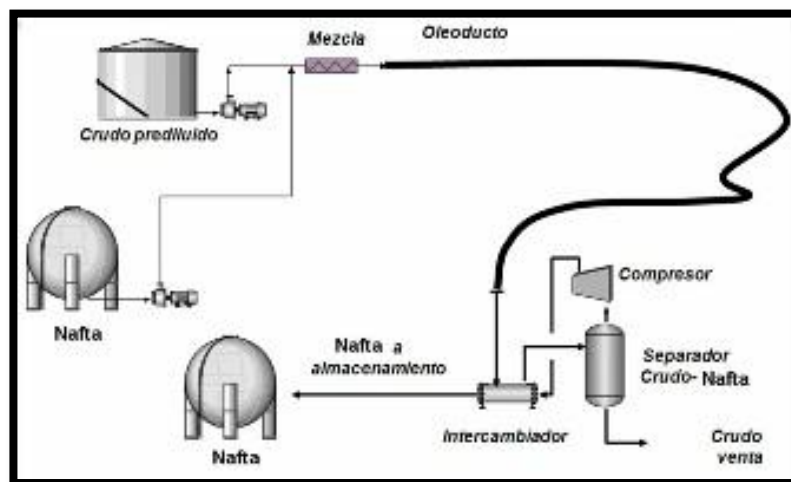


Figura 5.3 Aceite Pesado diluido con Naftas (Rodríguez Navas, 2012).

Desde un punto de vista económico, cualquier mejora que se obtenga en la eficiencia de la dilución, sería benéfico para el proceso; y reducir la cantidad de solvente necesario para obtener una viscosidad aceptable que permita el transporte de grandes cantidades de aceite pesado (Martínez-Palou., et al., 2010)

---

### 5.1.2 FORMACIÓN DE EMULSIONES DE ACEITE EN AGUA.

Una emulsión es una mezcla de dos o más fases líquidas inmiscibles, una o dos de las cuales está dispersa en la otra y cuya estructura está estabilizada por un agente surfactante llamado emulsionante.

Estos fluidos no se encuentran generalmente en la misma proporción, normalmente uno de ellos se encuentra en mayor proporción y el otro se encuentra disperso en forma de gotas. En una emulsión existen dos fases:

- ◆ Continua: Hace referencia al fluido que se encuentra en mayor proporción dentro de la emulsión.
- ◆ Dispersa: Se refiere al fluido distribuido en forma de gotas dentro de la fase continua.

Las emulsiones ocurren naturalmente durante la producción del petróleo y transporte por tubería, principalmente aquellas de agua en aceite, W/O, por sus siglas en inglés, y a veces más complejas como las de aceite en agua en aceite O/W/O, por sus siglas en inglés (Figura 5.4).

Estas emulsiones son perjudiciales para la producción ya que se incrementa la viscosidad del aceite, se ven incrementados los problemas de corrosión y son difíciles de romper en las unidades de desalado y deshidratación antes de ir a refinería.

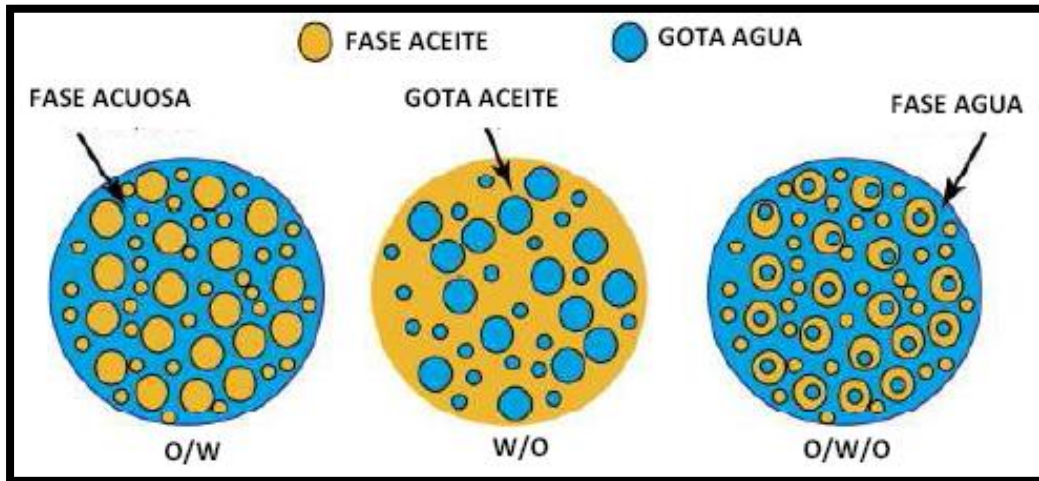


Figura 5.4 Emulsiones encontradas en producción y transporte del petróleo (Martínez-Palou, et al., 2010).

No obstante, las emulsiones o dispersiones de aceite pesado y extrapesado en agua, O/W por sus siglas en inglés, o en forma de salmuera puede ser una alternativa para el transporte por tubería de crudos con alta viscosidad (Kamran y Ashrafizadeh, 2010). La emulsión de aceite en agua, O/W, es una mezcla de dos líquidos inmiscibles donde la fase de aceite está dispersa en la fase continua, que es el agua (Figura 5.5). La emulsión O/W reduce la viscosidad de aceite pesado y puede proveer una alternativa al uso de diluyentes o al calentamiento para reducir la viscosidad de las tuberías (Langevin. et al., 2004).

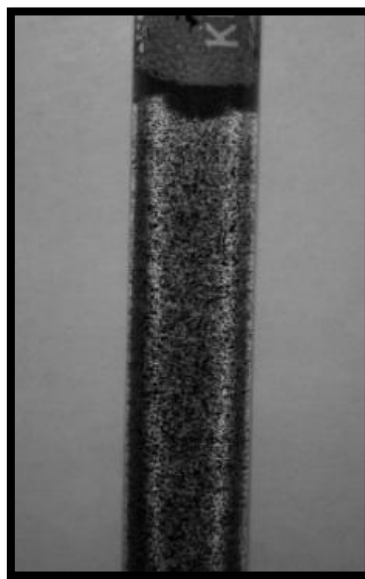


Figura 5.5 Emulsión de aceite extrapesado disuelto en agua (O/W) (Martínez-Palou, et al., 2010).



Stockwell A., et al. (1988) nos muestra la tecnología TRANSOIL, la base de esta tecnología cae en la formación directa de emulsiones con alta proporción de la fase interna, en donde es posible controlar las características de las gotas de aceite para mantener la estabilidad durante el transporte y la inestabilidad al separar las fases de la emulsión.

El proceso ocurre por medio de dos etapas; en la primera, se realiza la mezcla con un 10% de una solución diluyente con surfactante; esta mezcla es aún altamente viscosa, así que, con la finalidad de entrar en especificaciones de viscosidad en la tubería de flujo, se agrega agua como diluyente en una segunda etapa de mezcla para proporcionar una emulsión transportable que contiene aproximadamente un 65% de aceite pesado (Figura 5.6).

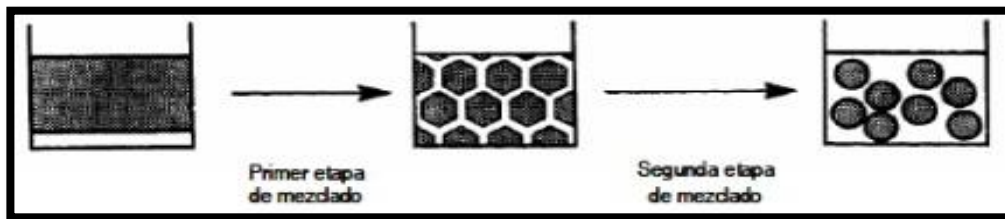


Figura 5.6 Proceso de la tecnología TRANSOIL (Stockwell A., et al., 1988).

Una manera efectiva de reducir la viscosidad del aceite pesado es la formación de emulsiones de aceite en agua con la ayuda de agentes surfactantes. De esta forma, el aceite pueda ser transportado en forma de finas gotitas de aceite en una fase continua, constituida principalmente de agua.

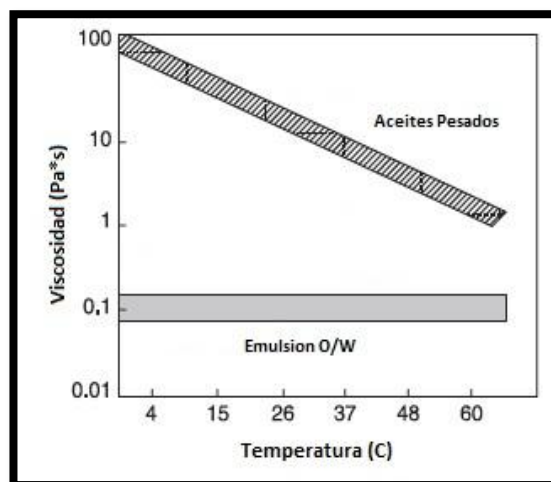


Figura 5.7 Comportamiento de la Viscosidad en una emulsión O/W (Saniere, A., et. al., 2004).

Estas emulsiones no se forman espontáneamente, sino que necesitan una entrada de energía para formarse, la cual se logra a través de la agitación o algún otro proceso dinámico. Algunos métodos usados para la creación de estas emulsiones incluyen el uso de máquinas dispersantes, mezcladores con rotor y estator, molinos coloidales, homogeneizadores de alta presión aplicando alto esfuerzo de cizalla y ondas ultrasónicas (Hart, A., 2013).

Se sabe que la estabilidad de las emulsiones depende de muchos parámetros, algunos de ellos son la composición del aceite, salinidad, Ph del agua, volumen del agua, temperatura, tipo de surfactantes y concentración. Con el fin de asegurar la estabilidad de la emulsión durante el transporte por tubería, es necesario adicionar surfactantes.

Este surfactante actúa en la interface del aceite y el agua para prevenir el crecimiento de las gotas y la separación de las fases. Una capa del surfactante, conocida como cabeza polar o zona hidrofílica se encuentra en contacto con el agua; mientras que la otra capa llamada cola no polar o zona hidrofóbica está en contacto con el aceite, como se muestra en la Figura 5.8.

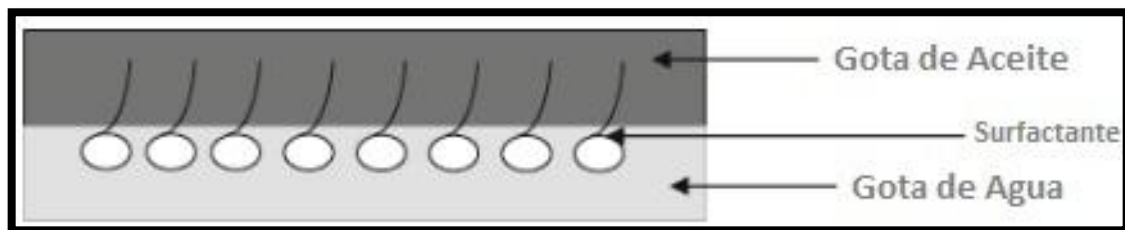


Figura 5.8 Representación de una ligera película de surfactante (Saniere A., et. al., 2004).

Los surfactantes deben ser de bajo peso molecular, para reducir la tensión interfacial del aceite y en algunos casos sustancias adicionales como agentes estabilizadores, de alto peso molecular, para evitar la separación de las fases. En general, surfactantes no iónicos representan una buena elección porque no son afectados por la salinidad del agua, son relativamente baratos y no producen residuos orgánicos indeseables que afecten las propiedades del aceite (Rivas, et al., 1998).

Es necesario desarrollar surfactantes que puedan formar emulsiones estables y al mismo tiempo una eficiente ruptura, que requiera de la mínima cantidad de surfactantes y otros aditivos, antes de que el aceite sea enviado a refinería y el agua separada debería ser tratada para cumplir con las regulaciones ambientales e industriales para la descarga o reciclado de agua. Para lograr la separación de las fases han sido desarrolladas diversas técnicas que incluyen la demulsificación térmica, electrodemulsificación, demulsificación química, método de congelación y descongelación, modificación del pH.

Cuando se transporta aceite por tubería, esta debe llevar la mayor cantidad de aceite posible y la menor posible de agua, por razones económicas. Sin embargo, la viscosidad requerida para su transporte, es normalmente alrededor de 400 cP a temperatura ambiente, esto puede ser alcanzada con un 25 – 30% de contenido de agua; sin embargo, con una cantidad mayor al 70% de aceite en una emulsión, la viscosidad puede volverse muy alta o volverse una emulsión inversa, de agua en aceite W/O.

Ahmed., et al. (1999) comenta que el uso de agua de la formación, en lugar de agua fresca resultó en una tensión interfacial menor entre el aceite y el agua, y una emulsión O/W más viscosa, con gotas de aceite más pequeñas. Por lo tanto, a menor tensión interfacial entre las fases permiten una fracción de mayor volumen de la fase dispersa con un incremento en la interacción de las gotitas que llevan a un incremento en la viscosidad y estabilidad de la emulsión.

Existe el uso de biosurfactantes, las pequeñas gotas de hidrocarburos dispersas en la fase continua son estabilizadas por la coalescencia, por efecto de los biosurfactantes. Los microorganismos predominantes, residen en la interface O/W, cubriendo la superficie de las pequeñas gotas, protegiéndolas de la coalescencia y manteniendo la reducción de la viscosidad por más tiempo (Hayes, et al., 1988).

Para realizar la separación de las emulsiones O/W en dos fases, es necesario seguir tres pasos básicos:

- ◆ **Desestabilización:** Necesaria para neutralizar el efecto del surfactante. Generalmente el proceso consiste en adicionar calor a la emulsión, con la finalidad de que la película que rodea la gota de aceite sea debilitada y lograr su ruptura.
- ◆ **Coalescencia:** Las gotas de la fase dispersa, en este caso el aceite, deben coalescer y formar grandes gotas. Este proceso se logra mediante agitación moderada o exposición aun campo eléctrico, para así incrementar la tasa de contacto entre las gotas dispersas.
- ◆ **Separación Gravitacional:** Para finalizar el proceso de separación, se necesita de un tiempo de residencia suficiente para que haga efecto la diferencia de densidades de las fases.

### 5.1.3 CALENTAMIENTO DE ACEITE PESADO/EXTRAPESADO Y TUBERÍAS.

Este es el segundo método más usado para el transporte de aceite pesado por tuberías para reducir la viscosidad del aceite pesado y extrapesado y mejorar la fluidez. Este consiste en mantener la temperatura del fluido elevada; el método sólo funciona cuando el aceite es precalentado seguido de subsecuentes calentamientos de la tubería para mejorar la movilidad del fluido.



Figura 5.9 Aceite Pesado antes y después de ser calentado.

No obstante, el calentamiento del aceite para incrementar su temperatura incluye una cantidad considerable de energía y también de costo. Otro inconveniente incluye mayores problemas de corrosión, debido al incremento de la temperatura.

El calentamiento de la tubería puede inducir cambios en las propiedades reológicas del aceite, lo que puede resultar en inestabilidad en el fluido.

Se requiere una gran cantidad de estaciones de calentamiento para poder reducir las pérdidas de calor a lo largo de la tubería, lo que incrementa el costo; sin embargo, la mayoría de las líneas de transporte usan material aislante para mantener las elevadas temperaturas y reducir la pérdida de calor hacia los alrededores (Hart, A., 2013).

El principio de este método es el de conservar o aumentar las elevadas temperaturas a la que el aceite es producido en la cabeza del pozo a través de la tubería.

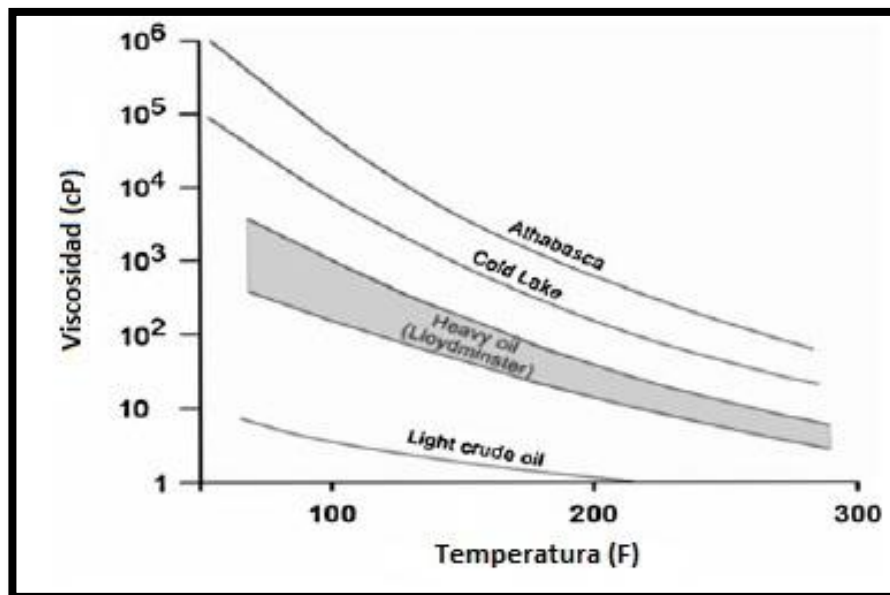


Figura 5.10 Respuesta de la Viscosidad del Aceite Pesado al incrementar la temperatura (Hart, Abarasi, 2013).

El suministro de calor al aceite puede realizarse de dos maneras: Calentamiento en un punto, también conocido como *Spot Heating*, y por calentamiento a lo largo de una línea, *Line Heating* (Szilas A. P., 1986).

## CALENTAMIENTO EN UN PUNTO (“SPOT HEATING”).

En este sistema, el aumento de temperatura del aceite se lleva a cabo en un punto, antes de que éste entre a una tubería, o una estación de bombeo. La Figura 5.11 muestra un posible arreglo de un sistema de calentamiento en un punto:

- ◆ El aceite almacenado en el tanque (1), es calentado por medio de circulación de vapor, éste es producido en la caldera (5).
- ◆ Se permite el flujo del aceite hacia la bomba (3), la cual de la misma manera succiona aceite ligero del tanque (2) para reducir la viscosidad.
- ◆ La mezcla pasa a través del intercambiador de calor (4), y a través de la línea (6) se dirige al tanque (7).
- ◆ La mezcla es separada y la bomba (9) succiona el aceite ligero del tanque (8) para llevarla de regreso hasta el tanque (2), a través de la línea (6).

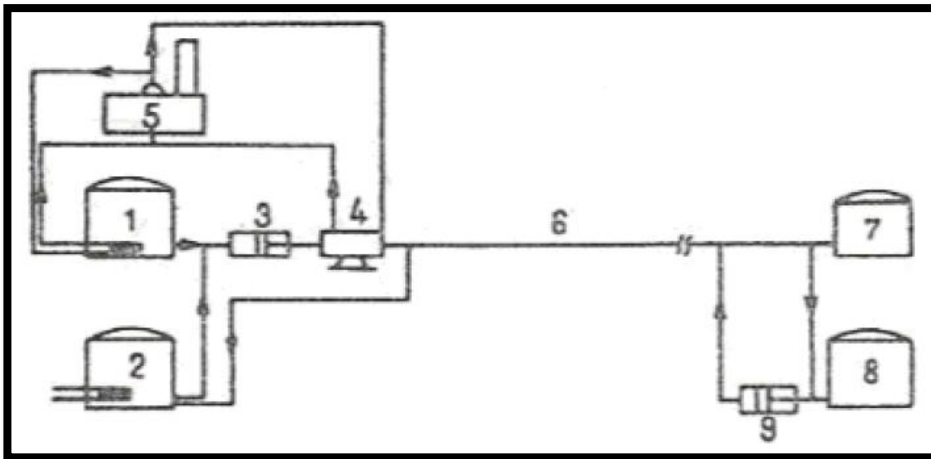


Figura 5.11 Posible arreglo de Sistema de Calentamiento en un Punto (Szilas A. P., 1986).

Los períodos de paro, que se deben a diversas causas, afectan considerablemente los aspectos económicos de una línea que transporta aceite caliente; por tal razón, durante la etapa de planeación, diseño del

equipo y operación de la línea de flujo, es indispensable tomar en cuenta los factores que se pudiesen presentar en un determinado tiempo y que provoquen problemas en el desempeño, con el objetivo de mantener el costo del transporte tan bajo como sea posible.

#### CALENTAMIENTO A LO LARGO DE UNA LÍNEA ("LINE HEATING").

En este tipo de transporte se suministra calor al aceite a lo largo de toda la línea de flujo, este calentamiento puede realizarse por medio de agua caliente, vapor, y/o electricidad. En la Figura 5.12 se muestran diseños de líneas calentadoras; en el primer caso (a), se tiene la ventaja que la temperatura de la pared exterior en la línea de transporte es más baja, por lo tanto, se reduce la pérdida de calor. Es de gran importancia mencionar que este método de calentamiento para transporte de hidrocarburos pesados, está restringido para pequeñas longitudes.

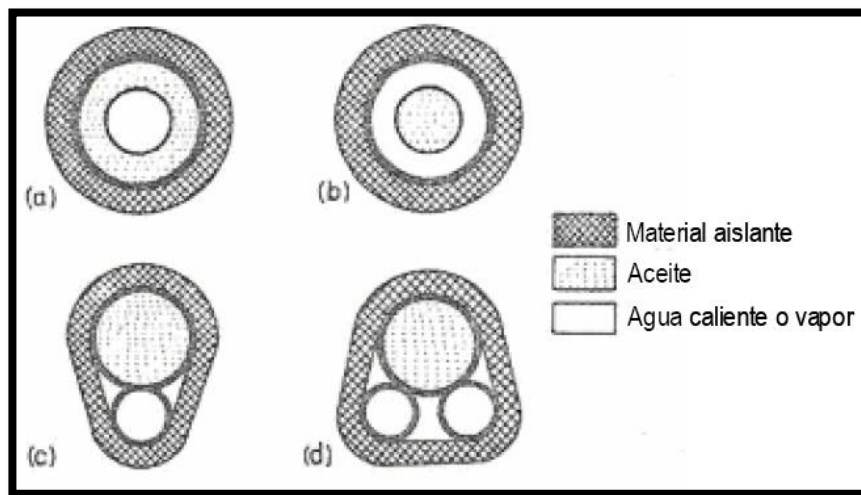


Figura 5.12 Diseños de Tuberías con calentamiento y aislante (Szilas A. P., 1986).

En diferentes partes del mundo, en donde la temperatura del entorno no favorece el flujo de los hidrocarburos pesados, se utiliza el aislamiento térmico de las líneas de flujo; la mayoría de ellas se instalan para prevenir la formación de hidratos, así como para ayudar el bombeo y transporte de crudos pesados en instalaciones costa afuera y mover los fluidos tan rápido como sea posible para minimizar las pérdidas de temperatura.

El aislamiento térmico se lleva a cabo utilizando un material aislante en la parte externa de la tubería y recubriéndola con un tipo de funda de acero o plástico para mantener el material seco y evitar que sea afectado por la compresión. Este aislamiento se vuelve inefectivo cuando se tienen largos tramos de tubería por recorrer.

Otra alternativa es el calentamiento eléctrico de tuberías submarinas, sugeridas por Langner y Bass (2001). Proponen dos configuraciones disponibles: Una tubería aislada sencilla calentada eléctricamente, SHIP, por las siglas en inglés de *Single Heated Electrically Insulated Pipeline*, donde la corriente eléctrica fluye a lo largo de una tubería que se encuentra soldada a la línea que transporta el aceite; la otra es una tubería dentro de la tubería submarina en donde el aceite fluye, a través del interior de la tubería eléctricamente aislada, la cual es rodeada concéntricamente por una tubería exterior conductora de electricidad.

De misma manera, Bass y Langner (2000) notaron que la Corriente Alterna tiene más beneficios que la Corriente Directa. Los requerimientos de poder y voltaje para el calentamiento eléctrico directo de la tubería y transmisión de poder se encuentran dentro de los límites de la Corriente Alterna Convencional y estos se encuentran disponibles en las plataformas marinas.

---

#### 5.1.4 REDUCCIÓN DE PUNTO DE FLUIDEZ

El punto de fluidez del aceite es la temperatura más baja a la cual el flujo se detiene y pierde sus propiedades. Taraneh, et al. (2008) comenta que durante el transporte de aceite por tubería, los cristales de parafinas crecen a medida que la temperatura decrece, creando una red de cristales, la cual comienza a atrapar las moléculas de los hidrocarburos líquidos hasta que este no puede fluir, por lo que en un ambiente frío es difícil transportar este tipo de aceites.



Existen varios métodos para minimizar los efectos de depositación de ceras y asfaltenos, y el uso de inhibidores poliméricos es considerado una alternativa atractiva, así como el uso de los PPD's, empleados para reducir los problemas asociados a la fluidez de crudos pesados que sufren depositación de ceras en tuberías, debido a que este problema genera una reducción en la producción y eleva los costos de mantenimiento, incrementando los costos de producción y transporte del aceite; en especial en zonas de bajas temperaturas.

Este producto contiene una larga cadena de grupo alquilo, la cual es insertada dentro de los cristales de cera y una fracción polar que existe en la superficie de la cera y reduce el tamaño de los cristales (Deshmukh and Bharambe, 2008). De acuerdo con Martínez Palou, et. al. (2011) estos productos químicos afectan la nucleación, adsorción y solubilidad de las ceras; la modificación de los cristales de cera ayuda a la reducción del punto de fluidez y por ende a la reducción de viscosidad, lo que facilitará el transporte de los crudos pesados. Su capacidad de alterar el crecimiento y la superficie de los cristales, reduce su tendencia a formar grandes cristales que se adhieran a superficies tales como las paredes de las tuberías.

Los aceites contienen reductores del punto de fluidez, propios de su composición. De acuerdo a Ronningsen et al. (1991), si toda la cera contenida en el aceite es disuelta elevando la temperatura del aceite a una cantidad relativamente alta (por lo menos 80 °C) los reductores del punto de fluidez contenidos en el aceite pueden interactuar en los cristales de las ceras, modificando su morfología y características superficiales y por ende, su tendencia a interactuar. En caso de que el aceite sea recalentado a una temperatura intermedia, 40 °C por ejemplo, y luego se deje enfriar, los componentes de las ceras con bajo peso molecular comenzarán a disolverse mientras que los reductores del punto de fluidez permanecerán inmóviles.

Por lo tanto, si se permite la interacción de los reductores del punto de fluidez naturales, se tendrá un punto de fluidez menor (caso del aceite calentado a una alta temperatura) comparado con un aceite en el que no se permite la interacción de los reductores del punto de fluidez naturalmente

contenidos en el aceite. El comportamiento del punto de fluidez para la predicción del momento en el que comenzará la formación de cristales en el aceite, dependerá directamente de si el aceite ha sufrido procesos de precalentamiento.

Por ello, durante la producción, transporte y almacenamiento de aceites base parafínica y sus productos, es importante mantener el aceite por encima de su temperatura de fluidez natural.

De acuerdo con Taraneh, et al. (2008) un mejorador de flujo es un producto empleado para incrementar la movilidad del aceite. Los mejoradores de flujo, también son llamados reductores del punto de fluidez, modificadores de cristales o inhibidores de ceras.

Dentro de los mejoradores de flujo se pueden destacar dos clasificaciones principales:

- ◆ Mejoradores de flujo base agua.
- ◆ Mejoradores de flujo base aceite.

Los mejoradores de flujo base agua, previamente deben ser diluidos en agua para posteriormente inyectarlos en el flujo de aceite. Este tipo de productos generan un efecto de emulsión W/O, debido a la agitación que se presenta durante el transporte de hidrocarburos, la cual posteriormente deberá ser tratada para romperse y poder tratar el aceite para ser enviado a los centros de procesos.

Los mejoradores de flujo base aceite, son productos químicos que pueden ser fácilmente disueltos en el aceite y que no generan problemas, por lo que no requiere de procesos de deshidratación y desemeulsificación como en el caso de los mejoradores de flujo base agua.

Pedersen, K. y Ronningsen, Hans. (2003) mencionan que dentro de estos reductores de punto de fluidez o inhibidores de ceras se pueden destacar tres grupos de químicos principales que son los siguientes:

- ◆ Detergentes.
- ◆ Dispersantes.
- ◆ Modificadores de cristales.

Los detergentes y los dispersantes son agentes que pueden actuar en la pared de la tubería pero su mecanismo principal es el de mantener a los cristales de ceras dispersos como partículas separadas, de tal manera que evitan su tendencia a interactuar entre los mismos cristales, así como adherirse a las superficies sólidas, como a la pared de la tubería.

Los modificadores de cristales son sustancias capaces de crecer junto con los cristales de cera y alterar el crecimiento y las características superficiales de los cristales. Estos reducen la tendencia de los cristales de cera a incrustarse en superficies metálicas, como la pared de la tubería; sin embargo, el efecto principal es el de evitar la tendencia de los cristales a formar redes tridimensionales, reduciendo así el punto de fluidez así como la viscosidad del aceite (Pedersen, K., et. al., 2003).

Se tiene que considerar que si alguno de estos químicos es implementado cuando se tienen altas temperaturas, las propiedades de modificación estructural se ven modificadas, por lo que su efectividad disminuye (Wu et al., 2010).

Machado, et al. (2001) realizaron experimentos con diferentes porcentajes de agua; una menor proporción de producto químico respecto a la proporción de agua total, resultará en un mayor efecto reductor de viscosidad; lo que implica que existe un valor preciso de porcentaje de producto químico que se debe mezclar para que este actúe de forma efectiva. Por lo que se llegó a la conclusión de que una mayor concentración de producto químico, no necesariamente resultará en una mayor reducción de viscosidad (Figura 5.13).

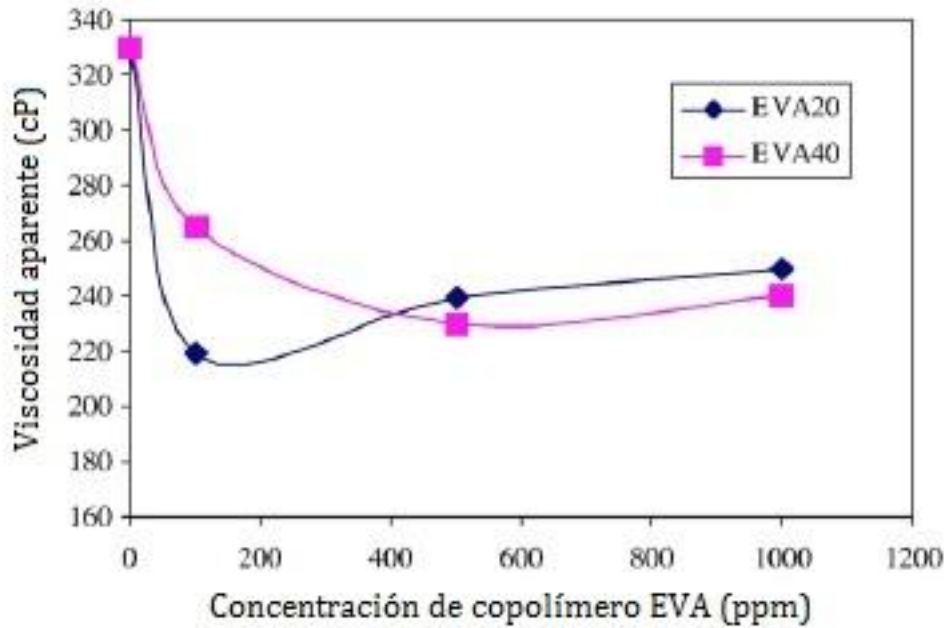


Figura 5.13 Comportamiento de la viscosidad de un aceite de 22 °API con diferentes concentraciones de PPD (Taraneh, J., et. al., 2008).

Taraneh, et. al. (2008) a través de pruebas y experimentos, observaron que un mejorador de flujo con un alto peso molecular, desarrolla una mayor reducción del punto de fluidez en crudos con bajo contenido de asfaltenos.

De la misma manera, un mejorador de flujo con un bajo peso molecular refleja una mejor eficiencia en aceites crudos con un alto contenido de asfaltenos. Lo que implica que la cantidad de asfaltenos son un factor determinante para la selección del mejorador de flujo adecuado para el tipo de aceite a transportar.

## 5.2 REDUCTORES DE FRICCIÓN

La caída de presión por fricción o rozamiento es el resultado de la resistencia que encuentra el fluido circulante cuando entra en contacto con una superficie sólida, tal como la de la pared interna de la tubería de transporte.

Básicamente existen dos tipos de flujo:

- ◆ Laminar
- ◆ Turbulento.

El rozamiento por fricción presente en condiciones de flujo laminar no se puede cambiar a menos que se alteren las propiedades físicas del fluido circulante. Los agentes reductores de fricción que existen hoy en el mercado, no cambian las propiedades del fluido y consecuentemente solo actúan eficientemente en condiciones de flujo turbulento. En la gran mayoría de los oleoductos, el flujo es de tipo turbulento. Por ello, los agentes reductores de fricción pueden dar muy buenos resultados en la mayoría de los oleoductos.

---

### **5.2.1 ADITIVOS REDUCTORES DE ARRASTRE**

Cuando los fluidos son transportados por tubería, la fuerza que debe superar para conducir el fluido por la tubería es definida como la fuerza de arrastre o simplemente arrastre. Este arrastre es el resultado de esfuerzos en la pared de la tubería, causando una caída en la presión del fluido. Las caídas de presión encontradas en el transporte por tuberías de aceites pesados se vuelve más grave cuando tiene que ser transportado largas distancias; por lo tanto, reducir el arrastre incorporando un aditivo se vuelve una opción bastante viable.

Cuando se necesitan mayores gastos, la deformación del fluido es mayor, por lo que el esfuerzo de cizalla incrementa, entonces se necesita mayor presión en la bomba para mantener el flujo a una velocidad promedio. Sin embargo, las especificaciones de diseño de las tuberías pueden limitar la cantidad de presión que puede ser empleada para evitar que estas sufran alguna ruptura, o se pueden elevar los costos de inversión.

La reducción de arrastre por polímeros fue descubierta hace décadas, en el año 1948 para ser exactos, por Toms, quien observó una reducción en

el arrastre de aproximadamente un 30-40% con la adición de un polímero (metacrilato de metilo).

El papel que tienen que desempeñar los aditivos reductores de arrastre, DRA's por las siglas en inglés de *Drag Reducing Additives*, es el de reducir la fricción en la pared de la tubería, llamada zona de amortiguamiento (buffer zone) e inhibir el crecimiento de pequeños remolinos turbulentos formados por el rompimiento de las capas laminares y cambiando el perfil de velocidad (Figura 5.14), lo que resulta en mayores gastos a una presión de bombeo constante.

Por lo que el flujo turbulento y la reducción de arrastre son más difíciles de enfrentar cuando se tienen aceites pesados y extrapesados, por la alta viscosidad (Johnson, et al., 2008).

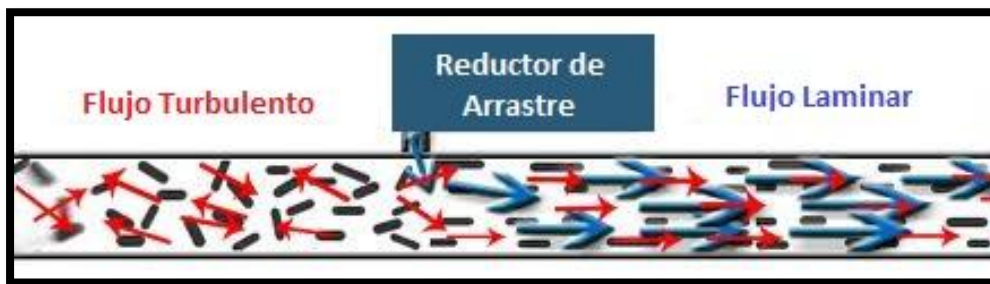


Figura 5.14 Efecto que ocasiona un Aditivo Reductor de Arrastre (flowchem-dra.com).

Estos reductores pueden dividirse en tres grupos principales: surfactantes, fibras y polímeros. Los surfactantes pueden reducir la tensión superficial de un líquido, mientras las fibras y polímeros se orientan en la dirección principal del flujo, limitando la aparición de remolinos que resulta en reducción de arrastre.

No obstante, el requerimiento más importante es que el aditivo debe ser soluble en el aceite y para el caso de los polímeros las siguientes propiedades influyen en su comportamiento: alto peso molecular, resistencia a la degradación de cizalla, rápida solubilidad en el fluido, estabilidad contra calentamiento, agentes químicos y biológicos.

Un tipo de generación actual de aditivos reductores de arrastre para hidrocarburos consiste de un polímero de peso molecular ultraligero compuesto de una larga cadena de hidrocarburos que actúa como una capa intermedia entre el fluido y la pared interna de la tubería, para reducir la pérdida de energía causada por la turbulencia.

Los polímeros de alto peso molecular son los reductores de arrastre más eficientes pero su susceptibilidad a la degradación de cizalla, limita su uso. Los surfactantes muestran menos capacidades de reducción de arrastre que los polímeros, pero su ventaja es que la reducción de arrastre a las velocidades de fluidos sobre el “esfuerzo de cizalla crítico” es menos afectado que en la presencia de polímeros.

Tanto el arrastre, como la reducción de la transferencia de calor, se incrementan con la concentración de aditivos hasta que se alcanza una reducción máxima (Salem, et al., 1998).

Hart, A. (2013) menciona las dificultades encontradas en el uso de aditivos reductores de arrastre incluyen la tendencia del aditivo a separarse cuando es almacenado, la dificultad en disolver los aditivos en el aceite pesado y el problema de degradación por esfuerzo de cizalla cuando se disuelve en el aceite pesado, así, al paso a través de una bomba o restricciones en la línea, el polímero se desgasta reduciendo su eficiencia. Además, determinar la dosis requerida para mantener la caída de presión constante es todo un reto.

---

### 5.2.2 FLUJO ANULAR PARA TRANSPORTE POR TUBERÍA.

Otra solución para el transporte de crudos pesados y extrapesados altamente viscosos por tubería está basada en el desarrollo de flujo anular-central, CAF, por las siglas en inglés de *Core Annular Flow*, para reducir la caída de presión en la tubería causada por la fricción. La idea principal es que una delgada película de agua o solución acuosa sea colocada adyacente

a la pared interior de la tubería, actuando como “lubricante” del fluido central, que consiste de aceite pesado y/o extrapesado, como se muestra en la Figura 5.15 (Bensakhria, et al., 2004).

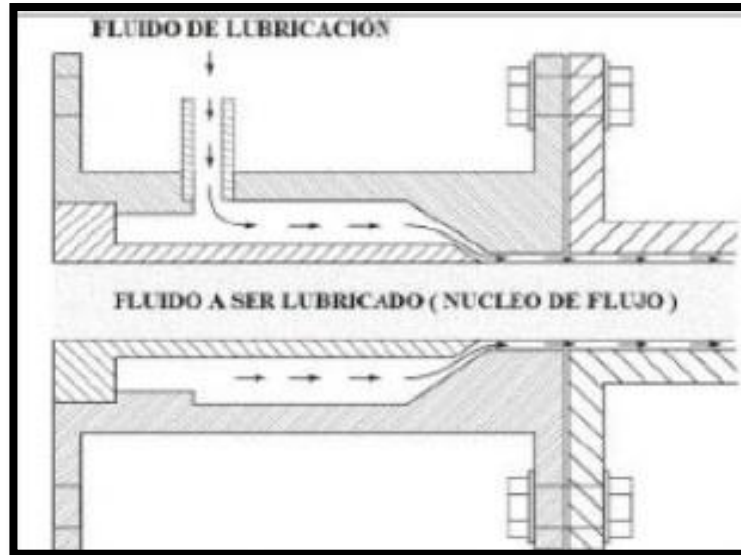


Figura 5.15 Método de Flujo Anular-Central (Bensakhria et al., 2004).

La cantidad de agua o solvente requerida es del rango del 10-30%. Esto implica que la caída de presión a lo largo de la tubería depende muy poco de la viscosidad del aceite pesado, pero si depende bastante de la del agua. Además, se encontró que con el aceite pesado fluyendo por el centro de la tubería y el agua fluyendo cerca de la pared, la reducción en la caída de presión fue superior al 90% comparada con el flujo sin el agua actuando como lubricante.

Para iniciar este flujo, en primer lugar se bombea el fluido de baja viscosidad, como el agua, en una porción de entrada de la tubería, gradualmente este flujo aumenta hasta alcanzar la velocidad requerida para desarrollar flujo anular en una condición de estado estacionario. En seguida, el flujo de crudo pesado se inicia en la porción de entrada de la tubería incrementando gradualmente, ya sea mediante el ajuste de un motor de velocidad variable a la bomba o mediante el ajuste de una válvula de control.

El flujo anular es un tipo de régimen presentado por el flujo de dos fases en una tubería, sin embargo, una de las limitaciones es que un CAF



perfecto y estable es muy raro, y puede solo existir por densidades semejantes de los fluidos. Si la diferencia entre las densidades del aceite y el agua es grande, una fuerza de flotabilidad producirá un movimiento radial del aceite. Este efecto empujará el flujo central hacia la pared superior de la tubería, como se muestra en la Figura 5.16.

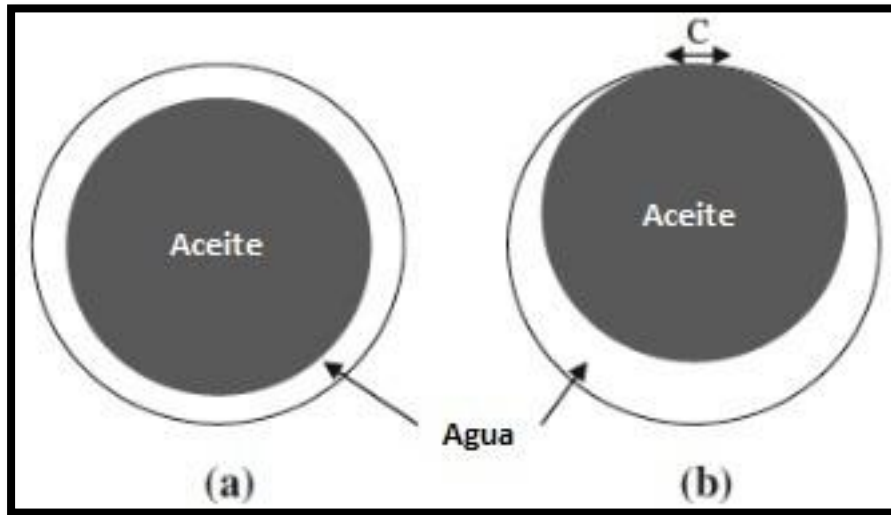


Figura 5.16 Posición Radial del Aceite Central: a) Flujo anular-central perfecto. b) Flujo anular-central con diferencia de densidades. C es el perímetro que está en contacto entre el aceite y la pared de la tubería (Hart, Abarasi., 2013).

En el caso de que suceda una interrupción en la línea de transporte durante su funcionamiento, ocurre una estratificación de las dos fases dentro de la tubería; el intento posterior de restablecer el flujo anular mediante un bombeo simultáneo de un sistema multifásico con diferentes viscosidades produce grandes picos de presión en la descarga de las bombas y a lo largo de toda la tubería; pudiendo causar fallas importantes al sistema de bombeo al sobrepasar la presión máxima permitida de diseño de las tuberías.

Se han realizado diversos estudios sobre esta tecnología, logrando sacar importantes conclusiones como que la inestabilidad capilar rompe el núcleo interno a bajas velocidades produciendo la estratificación de los fluidos; una posible solución es la adición de surfactantes con el fin de reducir la tensión interfacial entre los fluidos, no en demasía para no generar emulsiones. Es necesario la inyección de agua en diferentes puntos de la tubería, para mantener estable el anillo que encierra el crudo pesado.



# CAPÍTULO 6 EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS.

Cada uno de las tecnologías descritas en el capítulo anterior, tienen algunas ventajas y ciertos inconvenientes al momento de su implementación. Factores como la localización geográfica, la disponibilidad de equipos y materiales, los requerimientos de tubería, costos de operación y mantenimiento y la calidad del crudo, influyen en la elección del método a implementar para el transporte de aceite pesado por tubería.

## 6.1 DETERMINACION DE LA METODOLOGIA

Con el propósito de escoger la tecnología más adecuada para el transporte de aceites pesados por tubería, es necesaria la determinación de una metodología que nos ayude a una selección más óptima. Esta metodología comprende 6 etapas, que son las siguientes:

Etapa 1: Análisis de las tecnologías de transporte de aceite pesado por tubería.

Etapa 2: Definición de las propiedades de los fluidos a transportar así como la infraestructura y condiciones de trabajo con las que se cuenta.

Etapa 3: Determinación de las variables distintivas de cada uno de las tecnologías disponibles.

Etapa 4: Evaluación de de las variables de decisión.

Etapa 5: Elaboración de la matriz de decisión.

Etapa 6: Identificación del método más óptimo para ser implementado.

---

#### ETAPA 1: ANÁLISIS

Esta primera etapa tiene como objetivo recopilar las experiencias que se han tenido en pruebas de laboratorio e investigaciones sobre los distintos métodos de transporte de aceite pesado por tuberías, lo cual permite definir las propiedades, requerimientos e inconvenientes para implementar un método de transporte u otro.

---

#### ETAPA 2: DEFINICIÓN

En esta etapa se realiza una investigación para conocer las reservas del campo al igual que los volúmenes con los que se va a trabajar y definir las propiedades del aceite del campo en el que se desea implementar alguna tecnología de transporte, con el fin de conocer con exactitud los hidrocarburos que serán transportados. Así como conocer las condiciones de trabajo, la infraestructura con la que se cuenta y la que es posible agregar para una correcta aplicación de la tecnología seleccionada.

---

#### ETAPA 3: DETERMINACIÓN

Con el análisis de cada una de las tecnologías realizado en la etapa 1, se determinaron las variables distintivas de cada uno de las tecnologías que hasta el momento se han investigado e implementado, con el fin de evaluar la aplicabilidad de cada una.

En la Tabla 6.1, se muestran las variables distintivas de cada una de las tecnologías desarrolladas para el transporte de crudos pesados en tubería.

Estas variables deben ser tomadas en cuenta y que son la base para la realización de la matriz de decisión, con el fin de determinar que tecnología es la mejor alternativa para un determinado proyecto.

Tabla 6.1 Variables Distintivas de cada Tecnología.

	Reductores de Viscosidad			Reductores de Fricción		
	Dilución	Calentamiento	Emulsión	PPD	DRA	Flujo Anular
<b>Localización</b>	<i>Marino y Terrestre</i>	<i>Marino y Terrestre</i>	<i>Terrestre</i>	<i>Terrestre</i>	<i>Terrestre</i>	<i>Marino y Terrestre</i>
<b>Modificación en la viscosidad</b>	<i>Reduce</i>	<i>Reduce</i>	<i>Reduce arrastre</i>	<i>Reduce</i>	<i>Reduce arrastre</i>	<i>Reduce arrastre</i>
<b>Modificación en la composición</b>	<i>Debido al diluyente</i>	<i>No aplica</i>	<i>No aplica</i>	<i>Afecta las ceras</i>	<i>No aplica</i>	<i>No aplica</i>
<b>Infraestructura adicional</b>	<i>Mezclador para el diluyente</i>	<i>Calentadores y estaciones de calefacción</i>	<i>Suministro de agua, aditivos químicos, mezcladores</i>	<i>Suministro de aditivos químicos</i>	<i>Suministro de aditivos químicos</i>	<i>Suministro de agua y aceite por separado</i>
<b>Fuentes de energía</b>	<i>Eléctrica</i>	<i>Eléctrica y Térmica</i>	<i>Eléctrica</i>	<i>Opcional</i>	<i>Opcional</i>	<i>Alta presión de bombeo</i>
<b>Seguridad y problemas operativos</b>	<i>Deposición de asfáltenos y taponamiento de la tubería.</i>	<i>Corrosión</i>	<i>Corrosión, inversión de la emulsión y dificultad de separación</i>	<i>Formación de emulsiones, reduce su eficiencia con bajas temperaturas</i>	<i>Dificultad en disolverse y tendencia a separarse</i>	<i>Corrosión, formación de emulsiones, dificultad para reiniciar el flujo, inestabilidad y estratificación del crudo</i>
<b>Tubería</b>	<i>Grande</i>	<i>Normal</i>	<i>Grande</i>	<i>Opcional</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>
<b>Capacidad de Flujo</b>	<i>Reducida por el diluyente</i>	<i>No aplica</i>	<i>Reducida debido al agua</i>	<i>No aplica</i>	<i>No aplica</i>	<i>Reducida debido el agua</i>
<b>Distancias de Transporte</b>	<i>Largas</i>	<i>Largas</i>	<i>Cortas</i>	<i>Cortas</i>	<i>Cortas</i>	<i>Cortas</i>

## ETAPA 4: EVALUACION

Una vez que se determinaron las variables distintivas de cada tecnología, al igual que las características del aceite y la infraestructura disponible, se analizan cada una de las variables distintivas para una mejor comprensión y poder elegir de mejor manera la tecnología más adecuada a cada pozo.

---

### DILUCION

- ◆ **Localización:**

Esta tecnología se puede aplicar tanto en localización marina como en terrestre, ya que no se necesita de gran infraestructura para su implementación, solo es necesaria una bomba a cabeza de pozo o a fondo de pozo.
- ◆ **Viscosidad:**

La tecnología de dilución afecta en gran manera en la reducción de la viscosidad, ya que al momento de inyectar un producto químico o un crudo más ligero, se mezcla con el fluido producido por el yacimiento y facilita la extracción del mismo.
- ◆ **Composición:**

Puede surgir un cambio en la composición del crudo pesado extraído, dependiendo del producto químico diluyente que se esté implementando, lo cual no sucedería si se inyecta un crudo más ligero que cuente con la misma composición, aunque de igual manera puede sufrir cambios más insignificantes.
- ◆ **Infraestructura:**

Esta tecnología no necesita una gran infraestructura, ya que es una de las más eficientes y solo es requerido de manera adicional, un mezclador para preparar el tipo de diluyente que se vaya a inyectar.

- ◆ Fuentes de Energía:  
La fuente de energía que se requiere, es únicamente la eléctrica, para el funcionamiento tanto del mezclador como de la bomba utilizada.
- ◆ Seguridad y Problemas Operativos:  
Los problemas operativos que se pueden presentar en esta tecnología, tomando en cuenta que tenemos crudo pesado mezclado con algún diluyente, es la depositación de asfáltenos, (compuestos sólidos no cristalinos de color negro), se debe poner principal atención a la estabilidad de los asfáltenos, dado que el condensado o el aceite ligero puede provocar la precipitación y forman taponamientos en la tubería y al mismo tiempo impide el transporte óptimo del crudo.
- ◆ Tamaño de Tubería:  
Es indispensable contar con un diámetro de tubería de preferencia grande, ya que el gasto es mayor al mezclar el crudo extraído del pozo con el diluyente utilizado y facilita en gran medida su transporte.
- ◆ Capacidad de Flujo:  
La capacidad de flujo se ve afectada gracias al agente diluyente con el que se mezcla el crudo, el cual afecta las propiedades principales del fluido y por consiguiente se reduce.
- ◆ Distancia de Transporte:  
Esta tecnología es muy útil, cuando se tiene que transportar el crudo a grandes distancias por tubería, (desde el pozo hasta las refinerías), ya que no sufre cambios drásticos durante su transporte.

---

## CALENTAMIENTO

- ◆ Localización:  
Esta tecnología se puede aplicar tanto en localización marina como en terrestre, ya que su infraestructura no es de gran tamaño, lo cual no hace difícil el acceso a una plataforma marina.
- ◆ Viscosidad:  
Es la segunda tecnología más utilizada para la reducción de la viscosidad por medio de calentamiento, esto sucede mediante un proceso que logra llevar el fluido a la temperatura cuando sale del pozo o en algunos casos más elevada.

- ◆ **Composición:**  
No se ve afectada la composición del fluido, ya que en ningún momento se adiciona algún agente externo al crudo, solo temperatura y eso no provoca cambios en su composición.
  
- ◆ **Infraestructura:**  
Como infraestructura adicional para su transporte, se necesitan calentadores y haciendo una evaluación conforme a la distancia que va a recorrer el aceite del pozo a tanques de almacenamiento o refinerías, se deben colocar estaciones de calefacción las necesarias para impedir que el aceite pierda el calor proporcionado al salir del pozo.
  
- ◆ **Fuentes de Energía:**  
Las fuentes de energía necesarias para su implementación, son eléctrica para el funcionamiento de las plantas de calor y térmica, la cual es indispensable en esta tecnología.
  
- ◆ **Seguridad y Problemas Operativos:**  
El problema que presenta esta tecnología, es el de la corrosión de tubería, esto se da por los niveles de calor tan elevados a los que se lleva el aceite, al igual que las propiedades mismas del fluido el cual provoca con el paso del tiempo gran corrosión.
  
- ◆ **Tamaño de Tubería:**  
No es necesaria la implementación de una tubería de gran tamaño, ya que no se adiciona nada extra al aceite, con una tubería que se usa normalmente para transporte de hidrocarburos es suficiente.
  
- ◆ **Capacidad de Flujo:**  
No se afecta la capacidad de flujo ya que no hay un cambio en las propiedades del aceite, la única forma en que se pueda ver afectada es si hay un cambio drástico en la temperatura lo cual propicia generación de ceras y afecta el flujo.
  
- ◆ **Distancia de Transporte:**  
Puede ser usada tanto para distancias cortas como para largas, esto depende de la infraestructura que se tenga, si se cuenta con varias estaciones de calefacción para no dejar que se enfríe el aceite, puede recorrer grandes distancias, pero si no se cuenta con ellas, el aceite no puede recorrer distancias largas ya que puede sufrir cambios drásticos en la caída de temperatura.



## EMULSIÓN

- ◆ **Localización:**

Esta tecnología se implementa más en tierra, ya que requiere de infraestructura adicional de mayor tamaño y de difícil acceso, al igual que se necesita contar con más espacio y en una plataforma marina no se cuenta con todo o podría significar mayor gasto.
- ◆ **Viscosidad:**

Al realizar una emulsión O/W, se mezclan los dos líquidos en donde la fase de aceite está dispersa en la fase continua que es el agua, lo cual ayuda a reducir la viscosidad del aceite pesado al igual que puede proveer otra alternativa para el uso de diluyentes o calentamiento y reducir aún más la viscosidad por las tuberías.
- ◆ **Composición:**

No se ve afectada la composición del aceite, ya que lo único que se hace es separar las fases para un mejor transporte pero nunca se modifica. Para estabilizar la emulsión se usa un surfactante que tampoco afecta la composición, solo crea una capa que protege las gotas dispersas de aceite pero nunca lo dañan.
- ◆ **Infraestructura:**

Para su aplicación, es necesaria una cierta cantidad de infraestructura extra a lo ordinario, como son calentadores, mezcladores para lograr separar bien las fases, agitadores, molinos, maquinas dispersantes, bombas para inyectar algún químico o surfactante y alguna fuente de suministro de agua como fase continúa. Podemos observar la gran cantidad de infraestructura a utilizar y por lo cual no es tan fácil su implementación en mar.
- ◆ **Fuentes de Energía:**

La fuente de energía que se requiere, es únicamente la eléctrica, para el funcionamiento tanto del mezclador, agitador y bombas.
- ◆ **Seguridad y Problemas Operativos:**

En esta tecnología, se presentan gran cantidad de problemas si no se tiene un buen control, como el que se pueda presentar una emulsión inversa lo cual puede suceder si la fase dispersa sobrepasa la fase continua. También podemos encontrar corrosión en la tubería por los surfactantes o aditivos que se utilicen. Cuando el fluido llega a refinería o tanque de almacenamiento, se presenta un problema de separación

de emulsión para poder desactivar el surfactante y lograr separar el agua del aceite.

- ◆ **Tamaño de Tubería:**  
Es necesario utilizar una tubería grande, para tener un diámetro aceptable y se pueda formar bien la emulsión requerida, ya sea O/W o W/O, igual que al momento de inyectar algún surfactante para estabilizar la emulsión, se tenga un mejor manejo ya que se cuenta con el espacio necesario.
- ◆ **Capacidad de Flujo:**  
La capacidad de flujo en las emulsiones, se ve afectada por el agua que se inyecta, ya que aumenta el porcentaje que contiene el aceite y esto altera las propiedades iniciales del mismo.
- ◆ **Distancia de Transporte:**  
La distancia más óptima para transportar el aceite utilizando una emulsión, debe ser corta ya que distancias largas podrían afectar la estabilidad de la misma y ocasionar que no cumpla su objetivo de reducir la viscosidad y en distancias cortas no sufre algún cambio o descontrol.

---

#### REDUCTOR DEL PUNTO DE FLUIDEZ

- ◆ **Localización:**  
Debido a la infraestructura que requiere esta tecnología y la gran cantidad de mejoradores de flujo, al igual que algunos otros aditivos, es más accesible su implementación en tierra.
- ◆ **Viscosidad:**  
Esta tecnología afecta principalmente al punto de fluidez el cual por ende afecta drásticamente la viscosidad, reduciéndola significativamente.
- ◆ **Composición:**  
Al implementar los productos químicos mejoradores de flujo, afectan la nucleación, adsorción y solubilidad de las ceras; la modificación de los cristales de cera ayuda a la reducción del punto de fluidez. De esta manera se ve afectada la composición del aceite.

- ◆ **Infraestructura:**

Como infraestructura adicional, se necesitan mezcladores para combinar el fluido a inyectar, junto con el mejorador de flujo seleccionado y las bombas para realizar la inyección.
- ◆ **Fuente de Energía:**

En este caso, la fuente de energía es opcional, ya que solo se requeriría energía eléctrica en dado de caso de necesitar algún mezclador o una bomba para la inyección de un fluido extra, de no ser así solo se adiciona directamente al pozo. De la misma manera, de ser necesaria se puede utilizar la energía térmica para aprovechar los mejoradores de flujo naturales que contiene el aceite a una cierta temperatura.
- ◆ **Seguridad y Problemas Operativos:**

Uno de los problemas presentados es la formación de emulsiones, el cual se da cuando se utilizan mejoradores de flujo base agua, ya que estos deben mezclarse previamente con agua antes de ser inyectados y mediante las vibraciones y agitaciones que el hidrocarburo ocasiona al transportarse, se forman emulsiones W/O. Otro caso podría ser la precipitación de ceras, por el cambio drástico que sufren las ceras al contacto con los mejoradores y si se tiene un mal control en la temperatura.
- ◆ **Tamaño de Tubería:**

En este caso podría ser opcional dependiendo de qué tipo de mejorador de flujo se va a implementar, un ejemplo podría ser para no generar emulsiones, podría usarse una tubería grande, y en el caso contrario si solo es necesaria la implementación de algún mejorador base aceite o mejor aun sacar provecho del mejorador natural del aceite solo implementando calor, no es necesaria una tubería de gran tamaño.
- ◆ **Capacidad de Flujo:**

No es aplicable la capacidad de flujo en esta tecnología a menos que se vea afectada la composición como se menciono anteriormente mediante la generación de una emulsión o un cambio drástico en las ceras contenidas en el aceite lo cual podría cambiar sus propiedades.
- ◆ **Distancia de Transporte:**

Es mejor realizar un transporte de hidrocarburos corto, ya que así evitamos algún problema ocasionado por las grandes distancias recorridas y la pérdida de calor que se pudiera tener, al mismo tiempo que se evita la precipitación de las ceras.

## ADITIVOS REDUCTORES DE ARRASTRE

- ◆ **Localización:**

Ya que se requiere mezclar los reductores de arrastre con el aceite pesado o extra pesado, esto genera la implementación de bombas y mezcladores de más tamaño, lo cual facilita más la operación si se realiza en tierra.
- ◆ **Viscosidad:**

Con esta tecnología, no se ve afectada la viscosidad, ya que no se adiciona nada para que afecte al aceite, de lo contrario lo que se adiciona es un aditivo o un polímero que ayudara a que se reduzca la fricción causada por el aceite en la tubería y esto a su vez facilita al aceite a que fluya con menor esfuerzo.
- ◆ **Composición:**

No se ve afectada la composición del aceite, ya que no se adiciona algún químico que dañe sus propiedades, con esta tecnología solo se logra que el fluido fluya más rápido por las tuberías, sin afectar la composición del aceite, por lo tanto no aplica.
- ◆ **Infraestructura:**

Como infraestructura adicional, se necesitan mezcladores para combinar el aceite con el reductor de arrastre seleccionado y las bombas para realizar dicha inyección.
- ◆ **Fuente de Energía:**

Solo necesitamos energía eléctrica, para realizar la mezcla de los reductores seleccionados y para que funcione la bomba con las que se inyectara. Opcional se podría utilizar la energía térmica en caso de ser necesario para que no se vean afectados los polímeros reductores.
- ◆ **Seguridad y Problemas Operativos:**

Existen dos problemas que se presentan al usar esta tecnología, uno es la dificultad que se tiene al disolver los reductores, ya que algunos son difíciles de mezclar con el aceite y de no mezclarse bien, complica el transporte y no reduce el arrastre. El otro problema que se presenta es la tendencia a la separación de la mezcla entre al aceite y el reductor de arrastre cuando está en la tubería, lo cual puede darse por algún cambio de temperatura, la realización de una mala mezcla o por haber elegido el reductor menos indicado. Además, determinar la dosis requerida para mantener la caída de presión constante es todo un reto.

- ◆ **Tamaño de Tubería:**  
Se puede utilizar una tubería de tamaño normal, ya que la capa que forma el reductor de arrastre entre la tubería y el aceite, no requiere de un gran tamaño para que se pueda formar, igual al ser más pequeña la tubería, es menos probable que se forme flujo turbulento, ya que no cuenta con el espacio necesario para que se presente.
  
- ◆ **Capacidad de Flujo:**  
No se ve afectada la capacidad de flujo ya que no se modifica su composición y al no haber cambio en sus propiedades la capacidad de flujo sigue siendo la misma.
  
- ◆ **Distancia de Transporte:**  
La distancia más óptima para esta tecnología, debe ser corta, ya que así evitamos la formación de flujos turbulentos, al igual que se evita la separación del reductor de arrastre con el aceite y ayuda a tener un mejor desempeño de los mismos. Algunos reductores si se dejan en distancias largas, van perdiendo su función poco a poco hasta que resulta más difícil su transporte que en un inicio.

---

## FLUJO ANULAR

- ◆ **Localización:**  
Es aplicable tanto en tierra como en mar, debido a que solo se utiliza un arreglo de bombas y válvulas para permitir el flujo de ambos fluidos. Sin embargo hay que tener una fuente constante de agua.
  
- ◆ **Viscosidad:**  
La viscosidad no se ve afectada en esta tecnología, ya que el agua que se inyecta por el flujo anular, solo ayuda a reducir el arrastre entre el aceite y la tubería formando un anillo de agua, mas no cambia ni modifica la viscosidad del aceite.
  
- ◆ **Composición:**  
De igual manera no se modifica la composición del aceite, ya que no se inyecta algún químico que le afecte, el agua inyectada por flujo anular, solo va a tocar las paredes de la tubería para ayudar a que fluya mejor sin mezclarse con el aceite y con esto lograr que el aceite conserve sus propiedades iniciales.

- ◆ **Infraestructura:**

Se necesitaran bombas por separado, para inyectar por flujo anular el agua que formara el anillo reductor de arrastre y por el centro se bombeara el aceite pesado o extrapesado, esto a ciertas presiones y gastos para no ocasionar una falla considerable. Estas bombas deben de aguantar niveles altos de potencia, para bombear grandes gastos de ser necesario.
- ◆ **Fuente de Energía:**

Para esta tecnología se requiere energía eléctrica para el funcionamiento de las bombas y lo más importante, alta presión de bombeo por si llegara a ser necesario el uso de gastos mayores o presiones de bombeo muy elevadas.
- ◆ **Seguridad y Problemas Operativos:**

Se presentan varios problemas, como la corrosión de la tubería ocasionada por el agua, formación de emulsiones W/O, inestabilidad en el aceite al ser bombeado, que el aceite se desvié a la pared superior de la tubería por no regular bien las presiones de bombeo, en caso de paro en las bombas, es difícil reiniciar el flujo y gracias a eso se puede estratificar el crudo en la tubería.
- ◆ **Tamaño de Tubería:**

Es mejor utilizar una tubería normal, ya que ayuda a no tener algunos de los problemas operativos anteriores, se tiene un flujo más estable y es menor la presión que se necesita para que fluya tanto el agua como el aceite.
- ◆ **Capacidad de Flujo:**

La capacidad de flujo en este caso si se ve afectada, ya que el agua afecta al aceite al estar en contacto y ocasiona que sus propiedades de flujo se modifiquen, ya que aumenta el grado de agua en el aceite aunque sea en un mínimo porcentaje.
- ◆ **Distancia de Transporte:**

Lo mejor para tener una estabilidad en el bombeo y el transporte, es recorrer distancias cortas para evitar daños tanto en las tuberías como cambios en el aceite ya que distancias largas pueden ocasionar desestabilidad y paros en el bombeo.

## ETAPA 5: ELABORACION

Se elabora la matriz de decisión para definir la mejor alternativa en función de estas variables, se coloca un Si en caso de que aplique la propiedad para cada tecnología y se coloca un No en donde no aplique.

Tabla 6.2 Matriz de decisión.

Parámetros	Opciones	Dilución	Calentamiento	Emulsiones	PPD	DRA	Flujo Anular
Localización	Terrestre	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	Marino	SI	SI	NO	NO	NO	SI
Reducción	Viscosidad	SI	SI	NO	SI	NO	NO
	Arrastre	NO	NO	SI	NO	SI	SI
Modifica la composición	SI	SI	NO	NO	SI	NO	NO
	No	NO	SI	SI	NO	SI	SI
Equipo adicional	Mezcladores	SI	NO	SI	NO	NO	NO
	Calentadores	NO	SI	NO	SI	NO	NO
	Suministro de Agua	NO	NO	SI	NO	NO	SI
	Suministro de Aditivos Químicos	NO	NO	SI	NO	NO	SI
Fuente de Poder/Energía	Eléctrica	SI	SI	SI	NO	NO	NO
	Gas	NO	SI	NO	NO	NO	NO
Diámetro de Tubería	Grande	NO	NO	SI	NO	NO	SI
	Normal	SI	SI	NO	SI	SI	NO
Capacidad de Flujo	Se reduce	NO	NO	SI	NO	NO	SI
	No se reduce	SI	SI	NO	SI	SI	NO
Distancia por recorrer	Largas	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	Cortas	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Problemas Operativos	Corrosión	NO	SI	SI	NO	NO	SI
	Taponamiento por depositación de material	SI	NO	NO	NO	NO	NO
	Formación de emulsiones	NO	NO	SI	NO	NO	SI
	Dificultad para disolución de aditivos	NO	NO	SI	SI	NO	NO
	Dificultad para separación de aditivos	NO	NO	SI	SI	NO	NO
	Estabilidad del flujo	SI	SI	NO	SI	SI	NO
	Dificultad de reinicio de flujo después de un paro	NO	NO	SI	NO	NO	SI

## ETAPA 6: IDENTIFICACION

Una vez que se tiene la matriz completa, podemos identificar cual es la opción, que según nuestro análisis, mejor se adapta a las condiciones a las cuales se realiza el estudio.

## 6.2 APLICACIÓN DE LA EVALUCION

Supóngase un campo petrolero llamado Ilusión, que se encuentra a no más de 10 Km. de distancia de un centro de procesos, que explota un yacimiento terrestre que presenta las siguientes características:

Tabla 6.3 Datos Generales del Yacimiento

CARACTERÍSTICAS	DATOS
Yacimiento	Naturalmente fracturado
Área	5 km <sup>2</sup>
Tipo de roca	Calcárea
Productor	Aceite negro
Producción de aceite actual	627 bpd
Profundidad promedio	1260 m.
Presión inicial	152.5 kg/cm <sup>2</sup>
Presión actual	137.5 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura de yacimiento	65 °C
Temperatura de superficie	25 °C
Pozos perforados	35
Pozos productores	10
Densidad de aceite	10 – 14 °API
Porosidad	4 – 14 %
Permeabilidad	S/D
RGA promedio	28 – 30 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )



De acuerdo al análisis integral de la información del campo Ilusión realizada por parte del equipo de productividad a nivel yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, se lograron identificar 4 problemáticas que afectan la producción y transporte de hidrocarburos en este campo, las cuales son:

- ◆ Aceite viscoso (10,000 a 51,470 cP).
- ◆ Producción con alto porcentaje de agua (30 a 60%).
- ◆ Emulsiones estables.
- ◆ Daño a la formación (depósitos orgánicos).

La aplicación de control de agua, han demostrado resultados poco exitosos, debido a un tiempo de efectividad muy corto, consecuencia de la formación naturalmente fracturada, por lo que la producción de agua se ve incrementada rápidamente.

Actualmente, de los 35 pozos perforados, sólo 10 resultaron productores con un promedio de 40 a 60 bpd, teniendo presiones y temperaturas en el yacimiento del orden de 128 kg/cm<sup>2</sup> y 65 °C, respectivamente.

De acuerdo con el análisis realizado de las tecnologías de transporte de aceite pesado en tubería, los datos que tenemos del campo en donde se está realizando la explotación y la matriz de decisión presentada anteriormente en la Tabla 6.3, podemos definir que la tecnología que mejor se adapta a este campo es la de formación de emulsiones O/W, debido a las siguientes razones:

La localización del campo es en una zona terrestre, como el transporte se realiza en forma de emulsión de aceite en agua, se podría decir que lo que se transporta es agua, por lo que el arrastre es reducido y no se ve modificado el aceite en ningún punto. La información del yacimiento menciona que el porcentaje de agua llega hasta un 60% y que se forman emulsiones estables, por lo que en equipo adicional, solo necesitaríamos suministro de aditivos químicos, para asegurar que la emulsión que se forme sea O/W y facilitar el rompimiento de las emulsiones al llegar al centro de

procesos, el cual se encuentra a una pequeña distancia. La capacidad de flujo de aceite se vería reducida por lo que se recomendaría el uso de tuberías de mayor diámetro. Se recomendaría realizar un constante análisis de las tuberías para evitar problemas operativos debido a la corrosión.

De esta manera, los problemas identificados mediante el análisis integral realizado por parte del equipo de productividad, pueden convertirse de cierta manera en una forma de facilitar el transporte de los crudos pesados producidos de este yacimiento. Esto sin contar el análisis económico que se debe realizar para saber con exactitud qué tan benéfico es la aplicación de esta tecnología.

## CONCLUSIONES

El transporte de los aceites pesados y extrapesados es muy desafiante debido a la baja movilidad y bajas viscosidades, a la depositación de parafinas y asfáltenos, la baja proporción de componentes de bajo peso molecular, alto contenido de sulfuro, sales y metales, el incremento en el contenido de agua de formación y grandes problemas de corrosión; todas estas dificultades operativas limitan su viabilidad económica. Debido a estos análisis y puntos detallados, se llegaron a las siguientes conclusiones:

- ◆ El principal problema que se tiene al realizar el transporte de crudo pesado por tubería, son las altas caídas de presión, esto es ocasionado debido a la alta viscosidad y por ende su alta resistencia al flujo.
- ◆ Para determinar la tecnología más adecuada para el transporte de crudos pesados por tubería, es indispensable tomar en cuenta un gran número de variables, como la localización del pozo, fuentes de energía disponibles, seguridad y problemas operativos, diámetro de tubería, capacidad de flujo, distancia de transporte e infraestructura adicional.
- ◆ La tecnología de dilución, la consideramos como la más viable a ser aplicada para el transporte de crudo pesado por tubería, ya que no requiere gran infraestructura, ni aditivos químicos, no requiere procesos e redestilación, deshidratación o suministro de calor para lograr que el crudo llegue a los centros de proceso, lo cual podría ser económicamente más atractivo.

- ◆ Al aplicar la tecnología de calentamiento de crudo, se debe realizar un análisis adecuado para obtener la temperatura mínima a la que puede fluir el crudo a través de la tubería con el menor esfuerzo, con esto determinar el punto adecuado donde es necesario colocar una estación de recalentamiento y con esto evitar que la temperatura del crudo disminuya y afecte el transporte. El proveer un aislamiento adecuado a la tubería, minimiza significativamente la pérdida de calor del crudo al igual que reduce el número de estaciones de recalentamiento.
- ◆ En la tecnología de emulsiones, se reduce drásticamente la viscosidad del fluido que se transporta, sin embargo, se debe tener en cuenta la cantidad de aditivo y de agua necesarias para lograr una emulsión estable, al mismo tiempo que ayuda a disminuir el punto de inversión de la emulsión. Es importante mencionar que para la aplicación de cada una de las emulsiones, se requiere ser tratadas de manera distinta, ya que no tienen la misma reacción.
- ◆ Al implementar la tecnología de flujo anular, se tiene una reducción considerable en la energía requerida para el transporte por tubería, así como en los gradientes de presión, lo cual depende del porcentaje de agua que se adicione. Existen algunos parámetros importantes que influyen en la estabilidad de la tecnología de flujo anular como lo son la velocidad de flujo, la razón volumétrica entre los dos líquidos al igual que sus propiedades de mojabilidad.

## RECOMENDACIONES

- Cabe recalcar que aunque se haya obtenido la mejor opción a aplicar mediante el análisis técnico, es necesario realizar un análisis económico, que incluya costos operativos, inversión en equipo adicional y ganancias reflejadas por la venta del crudo, para determinar si es rentable aplicar dicha solución, ya que es parte esencial para la aplicación de un proyecto en la industria petrolera.
- La evaluación realizada constituye la base de un amplio estudio de las tecnologías de transporte para crudo pesado a través de tuberías. Por lo que se hace la invitación a seguir trabajando en esta área poco desarrollada hasta el momento, con el fin de obtener mejores resultados durante el transporte.
- Si bien el análisis es realizado con base en las tecnologías modernas, algunas de estas aún se encuentran en desarrollo, por lo que es necesario realizar estudios más profundos, con el fin de obtener resultados más favorables, incluso para condiciones de operación muy exigentes.
- Para complementar el trabajo aquí presentado, es conveniente desarrollar una herramienta de cómputo especializada para el transporte de crudo pesado, que tome en consideración puntos importantes como cálculo de volúmenes, presiones, diámetros de tubería, viscosidad del crudo entre otras con el fin de realizar una simulación más real y con menor margen de error para una correcta selección de la tecnología a aplicar.

- ◆ Para la aplicación de la tecnología de dilución se maneja actualmente 3 diluyentes, que son los condensados, los crudos ligeros y las naftas; sería conveniente realizar un análisis más detallado, tanto técnico, tomando en cuenta los problemas operativos que se prevén; como económico, para conocer que diluyente traería una reducción en gastos y costos.
  
- ◆ Al aplicar la tecnología de emulsión O/W o de flujo anular-central, es más viable el uso del agua que se produce en el mismo yacimiento, ya que cuenta con características que son compatibles con el crudo, tales como salinidad, pH, densidad, etc. Lo que ocasionaría menores problemas al transportarse el crudo por la tubería.
  
- ◆ Realizar un análisis más completo de los diferentes aditivos químicos que se emplean para reducir la viscosidad del crudo y la fricción con la tubería, se tenga una fácil disolución y separación del crudo y que sea una solución viable económicamente.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ejemplo del alcano, modelo molecular del etano.....	- 12 -
Figura 1.2 Ejemplos de iso-alcános o iso-parafinas.....	- 13 -
Figura 1.3 Ejemplo de alqueno, modelo molecular del eteno. ....	- 13 -
Figura 1.4 Ejemplo de alquinos, modelo molecular del etino. ....	- 14 -
Figura 1.5 Ejemplos de alifáticos cíclicos. ....	- 14 -
Figura 1.6 Ejemplos de hidrocarburos aromáticos.....	- 15 -
Figura 1.7 Componentes del crudo por cantidad de Carbonos.....	- 17 -
Figura 1.8 Taponamiento de la tubería por depositación de asfáltenos....	- 26 -
Figura 1.9 Aceite Pesado.....	- 31 -
Figura 1.10 Componentes de una envolvente de fases.....	- 34 -
Figura 1.11 Diagrama de Fases de un Aceite Negro. ....	- 36 -
Figura 1.12 Diagrama de Fases de un Aceite Volátil. ....	- 37 -
Figura 1.13 Diagrama de Fases para el Gas Retrógrado y Condensado. -	39 -
Figura 1.14 Diagrama de Fases del Gas Húmedo.....	- 40 -
Figura 1.15 Diagrama de Fases del Gas Seco .....	- 41 -
Figura 1.16 Densidad API y Viscosidad de Aceites Pesados y Extrapesados..	- 42 -
Figura 2.1 Clasificación de Recursos y Reservas.....	- 46 -
Figura 2.2 Clasificación de Reservas Originales.....	- 49 -
Figura 2.3 Ubicación geográfica de la Región Marina Noreste.....	- 55 -
Figura 2.4 Ubicación geográfica de la Región Marina Suroeste. ....	- 56 -
Figura 2.5 Ubicación geográfica de la Región Norte.....	- 58 -
Figura 2.6 Ubicación geográfica de la Región Sur.....	- 60 -
Figura 2.7 Total de Reservas de petróleo del mundo. ....	- 62 -
Figura 2.8 Ubicación de la Faja del Orinoco, en Venezuela. ....	- 63 -
Figura 2.9 Ubicación de los yacimientos de aceite pesado y extrapesado en Alberta, en Canadá .....	- 63 -
Figura 3.1 Descripción del proceso de inyección continua de vapor .....	- 67 -
Figura 3.2 Partes en las que está dividida la CSS.....	- 68 -

Figura 3.3 Comportamiento de los Ciclos en un proceso de Estimulación Cíclica con Vapor.....	- 69 -
Figura 3.4 Drene Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD). .....	- 71 -
Figura 3.5 Método de Combustión In-Situ. ....	- 73 -
Figura 3.6 Método Toe to Heel Air Injection (THAI). ....	- 74 -
Figura 3.7 Arreglo de Pozos en el Método VAPEX.....	- 76 -
Figura 3.8 Inyección de Diluyentes por Espacio Anular.....	- 77 -
Figura 3.9 Herramienta usada en la Estimulación con Ondas Elásticas... -	78 -
Figura 3.10 Muestra de Aceite con Arena producida mediante el Método CHOPS .....	- 80 -
Figura 4.1 Componentes del Sistema de BCP .....	- 83 -
Figura 4.2 Imagen de un rotor, componente subsuperficial del Bombeo de Cavidades Progresivas .....	- 84 -
Figura 4.3 Método de Bombeo Neumático Continuo. ....	- 86 -
Figura 4.4 Método de Bombeo Neumático Intermitente.....	- 87 -
Figura 4.5 Componentes del Sistema de Bombeo Neumático .....	- 88 -
Figura 4.6 Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico .....	- 90 -
Figura 4.7 Ciclo de Trabajo de la Bomba en el Bombeo Mecánico .....	- 91 -
Figura 4.8 Clasificación de los Componentes del BEC.....	- 94 -
Figura 4.9 Componentes del Bombeo Electrocentrífugo. ....	- 96 -
Figura 5.1 Efecto de una Fracción de Volumen de Diluyente en Aceite Pesado.....	- 102 -
Figura 5.2 Transporte de crudo diluido .....	- 102 -
Figura 5.3 Aceite Pesado diluido con Naftas .....	- 104 -
Figura 5.4 Tipos de Emulsiones.....	- 106 -
Figura 5.5 Emulsión de aceite extrapesado disuelto en agua (O/W) .....	- 106 -
Figura 5.6 Proceso de la tecnología TRANSOIL .....	- 107 -
Figura 5.7 Comportamiento de la Viscosidad en una emulsión O/W.....	- 107 -
Figura 5.8 Representación de una ligera película de surfactante. ....	- 108 -
Figura 5.9 Aceite Pesado antes y después de ser calentado. ....	- 110 -
Figura 5.10 Respuesta de la Viscosidad del Aceite Pesado al incrementar la temperatura.....	- 111 -
Figura 5.11 Posible arreglo de Sistema de Calentamiento en un Punto. -	112 -
Figura 5.12 Diseños de Tuberías con calentamiento y aislante .....	- 113 -



Figura 5.13 Comportamiento de la viscosidad de un aceite de 22 °API con diferentes concentraciones de PPD..... - 118 -

Figura 5.14 Efecto que ocasiona un Aditivo Reductor de Arrastre..... - 120 -

Figura 5.15 Método de Flujo Anular-Central ..... - 122 -

Figura 5.16 Posición Radial del Aceite Central ..... - 123 -



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Proporción de los elementos del petróleo. ....	- 9 -
Tabla 1.2 Clasificación de grados API para los aceites .....	- 19 -
Tabla 1.3 Clasificación de viscosidad para los aceites .....	- 20 -
Tabla 2.1 Clasificación de Reservas Probadas de Aceite Pesado en México .....	- 53 -
Tabla 2.2 Clasificación de Reservas Probadas Desarrolladas de Aceite Pesado en México .....	- 54 -
Tabla 2.3 Composición de las Reservas de Aceite Pesado por Activo de la Región Marina Noreste. ....	- 56 -
Tabla 2.4 Composición de las Reservas de Aceite Pesado por Activo de la Región Marina Suroeste .....	- 57 -
Tabla 2.5 Composición de las Reservas de Aceite Pesado por Activo de la Región Norte.....	- 59 -
Tabla 2.6 Composición de las Reservas de Aceite Pesado por Activo de la Región Sur.....	- 61 -
Tabla 2.7 Recursos de Aceite Pesado en el Continente Americano.....	- 64 -
Tabla 2.8 Recursos de Aceite Pesado en el Resto del Mundo .....	- 64 -
Tabla 6.1 Variables Distintivas de cada Tecnología. ....	- 127 -
Tabla 6.2 Matriz de decisión. ....	- 137 -
Tabla 6.3 Datos Generales del Yacimiento.....	- 138 -



## REFERENCIAS

1. Abdurahman, N. H., et al. (2012) *Pipeline transportation of viscous crudes as concentrated oil-in-water emulsions*. Elsevier. Journal of Petroleum Science and Engineering
2. Akbarzadeh K., (et. al). (2007) *Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial*. Oilfield Review.
3. Alboudwarej, Hussein; Felix, Joao; Taylor Shawn. (2006) *La importancia del petróleo pesado*. Oilfield Review. Schlumberger. pp. 38-59
4. Allenson, Stephan J., et al. (2011) *Application of Emulsion Viscosity Reducers to Lower Produced Fluid Viscosity*. Nalco Company. Offshore Technology Conference. OTC 22443.
5. Argillier, J. F., et al. (2005) *Heavy Oil Dilution*. Total S. A. Canadian Heavy Oil Association. SPE/PS-CIM/CHOA 97763.
6. Ashrafizadeh, S., Kamran, M., (2010) *Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation*. J. Petrol. Sci. Eng. 71.
7. Bai Yong, Bai Qiang. (2010) *Subsea Engineering Handbook*. Elsevier. Houston, USA.
8. Becerra Zepeda, Mario. *Apuntes de Clase. "Comportamiento de Yacimientos"* Facultad de Ingeniería, UNAM.
9. Behbahani T., Jafari, et al. (2008) *Effect of wax inhibitors on pour point and rheological properties of Iranian waxy crude oil*. Elsevier. Research Institute of Petroleum Industry. Tehran, Irán.
10. Bensakhria, A., et. al., (2004) *Experimental study of the pipeline lubrication for heavy oil transportation*. Oil and gas Sci. Technol. 59.
11. Beresnev, Igor. (1994) *Elastic Wave Stimulation of Oil Production: A review of Methods and Results*. Society of Exploration Geophysicists.
12. Brown, K. E.; Beggs, H. D. (1980) *The technology of Artificial Lift Methods*. Vol. 1, Vol. 2. Penn. Well Publ. Co., Tulsa, Oklahoma.

13. Butler, Roger. et, al. (1989) *Solvent Analog Model of Steam-Assisted Gravity Drainage*. Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary.
14. Daas, Mutaz; Bleyle, Derek (2005) *Influence of Liquid Viscosity on the Pressure Loss and the Effectiveness of Drag-Reducing Agents in Horizontal Slug Flow*. Journal of Energy Resources Technology. ASME.
15. De la Cerda Santoyo, A. H. (2014). *Análisis y aplicación de la administración de proyectos en la explotación de hidrocarburos*. (Tesis inédita de licenciatura). UNAM, México, DF.
16. Delgado, José G. (2006). *Asfaltenos, composición, agregación y precipitación*. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería. Venezuela.
17. Díaz Zertuche, H. (2002) *Bombeo Electrocentrífugo Sumergido*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
18. Donatello Pitts, P. (Junio 2012). La atracción del petróleo no convencional de América Latina. *Oil & Gas Intelligence Series*. Recuperado de:  
<http://member.bnamericas.com/webstore/es/intelligence-series>
19. Doraiah, Adabala, et al (2007) *In-Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsana*. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Kingdom of Bahrain. SPE 105248.
20. Dusseault, Maurice. (2002) Appendix 2: *Heavy Oil Potential: The next 50 years*. Cold Heavy Oil Production with Sand in the Canadian Heavy Oil Industry. Porous Media Research Institute; University of Waterloo, Ontario, Canadá.
21. Fernández, Germán. (2007). *Orgánica I. Temas 1, 3, 6, 8, 15*.  
<http://quimicaorganica.org>
22. Flores Morales, J. M. (2008) *Producción y Transporte de Crudos Pesados*. (Tesis inédita de licenciatura) UNAM, Facultad de Ingeniería. México, DF.
23. Gómez J. A. (1985) *Apuntes de producción de pozos I*. Facultad de Ingeniería. UNAM. México, DF.

24. González C. Fernando. (1999). *La industria petrolera, conceptos básicos*. México; AIPM.
25. Gonzalez L. (1996) *Principios sobre la formulación y evaluación de proyectos económicos*. Ediciones UIS. Bucaramanga, Colombia.
26. Greaves, Malcom, et. al. (2002) *New Air Injection Technology por IOR Operations in Light and Heavy Oil Reservoirs*. University of Bath, England. SPE 57295.
27. Guo Bogun, Song Shanhong, et. al. (2005) *Offshore Pipelines*. Elsevier. Gulf Professional Publishing.
28. Guo, Xiao. et. al. (2004) *High Frequency Vibration Recovery Enhancement Technology in the Heavy Oil Fields of China*. SPE Journal, SPE 86956.
29. Hart, Abarasi. (2013) *A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines*. J Petrol Explor Prod Technol. Springer.
30. Hong, K. C. (1999) *Recent Advances in Steamflood Technology*. International Thermal Operations Heavy Oil Symposium. California. SPE 54078
31. Iqbal, R., et. al., (2006) *Bitumen production upgrade with common or different solvents*. US Patent Application 20060283776
32. Johnston, R., et. al., (2008) *Enhance the flow and reduce the drag hydrocarbon*. Eng.
33. Langevin, D., et. al., (2004) *Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation*. Oil and gas Sci. Technol. 59.
34. Langner, C. G., Bass, R. M., (2001) *Method for enhancing the flow of heavy crudes through subsea pipelines*. US Patent 6264401
35. León G., A. G. (1999) *Bombeo Mecánico: Descripción, Diseño y Diagnóstico*. (Tesis Inédita de Licenciatura) Universidad Nacional Autónoma de México.
36. Lucero Arandas, Felipe de Jesús. *Apuntes de Clase. "Sistemas Artificiales de Producción"* Facultad de Ingeniería, UNAM.
37. Martínez-Palou, Rafael, et. al. (2010) *Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review*. Elsevier. Journal of Petroleum Science and Engineering.

38. Martínez Vidaur, J. C., Morales González, R. (2011) *Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS)*. (Tesis inédita de licenciatura) UNAM, Facultad de Ingeniería. México, DF.
39. Montes P., Erik G., Pacheco R., Héctor D., et al. (2009) *Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos*. UIS Ingenierías, Revista de la Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Universidad de Santander.
40. Moon, Ted. (2008) *Heavy Oil Gets Boost from Low-Viscosity Technology*. JPT Online, SPE.
41. Mullins, Oliver C., Sheu, E. Y., et al. (2007) *Asphaltenes Heavy Oils, and Petroleomics*. Springer.
42. Nind, T. E. W. (1981) *Principles of Oil Well Production*. McGraw Hill. University of California.
43. Pedersen, Karen S., Ronningsen, Hans P., (2003) *Influence of Wax Inhibitors on Wax Appearance Temperature, Pour Point, and Viscosity of Waxy Crude Oils*. Energy Fuels.
44. PEMEX. *Las reservas de hidrocarburos de México. 1 de enero de 2013*. Recuperado de:  
<http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionID=134&catID=12201>
45. Revana, Karthik, et. al. (2007) *Optimization of Cyclic Steam Stimulation under Uncertainty*. Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Texas, USA. SPE 107949.
46. Ronningsen, H. P., Bjorndal, B., Hansen, A. B., Pedersen, W. (1991) *Wax Precipitation from North Sea Crude Oils 1. Crystallization and Dissolution Temperatures, and Newtonian and Non-Newtonian Flow Properties*. Energy Fuels.
47. Saniere, A., Hénaut, I., Argillier, J. F. (2004) *Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge*. Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. Institut français du pétrole.
48. Speight, James G. (2006). *The Chemistry and Technology of Petroleum*. 4<sup>th</sup> edition. Chemical Industries.
49. Star Craig, D. (1998) *Artificial Lift Design for the Deepwater Gulf of Mexico*. SPE. Shell Deepwater Development Inc. SPE 48933



50. Taraneh, J. B., Rahmatollah, G., Hassan, A., (2008) *Effect of wax inhibitors on pour point and rheological properties of Iranian waxy crude oil*. Research Institute of Petroleum Industry (RIPI) Tehran, Iran.
51. Vans den Bosch, Schrijvers, (2006) *Process to produce pipeline transportable crude oil from feedstocks containing heavy hydrocarbons*. US Patent Application 20060144754
52. Xia, Tian. et, al. (2002) *Injection Well – Produces Well Combinations in THAI*. Alberta Research Council, Calgary, Canada. SPE 75137.
53. Zahan, M., Bjorndalen, N., et. al. (2004) *Detection of precipitation in pipelines*. Petrol. Sci. Technol. 22.